

**Universidad Carlos III de Madrid**



**Proyecto Final de Carrera**  
**Ingeniería Técnica Industrial Electrónica**  
**Industrial**

**Estudio del impacto económico y  
energético debido a la conversión  
de una red de MT y BT a Smart  
Grid**

Alumno: Juan Carlos Rubio Muñoz  
Tutor: Ricardo Albarracín Sánchez

Leganés, 2012

Página dejada en blanco intencionadamente

# AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a mi tutor de proyecto, Ricardo Albarracín Sánchez, por su dedicación, paciencia y comprensión a lo largo de la creación del mismo, y por la valiosa cooperación y buena disposición que lo caracterizó durante la realización de este trabajo, labor que sin lugar a dudas se habría dificultado sin su ayuda.

A mi familia, en especial a mis padres y mi hermano, a los cuales les debo la gran oportunidad que he tenido de realizar mis estudios.

A Cristina, por el apoyo incondicional que me aporta en todos los proyectos que emprendo, siempre con una gran sonrisa y un grado de optimismo que hace que todo salga bien.

A la amistad y la comprensión en los malos momentos, brindada por mis compañeros de Universidad, Javier, Marco y Rubén, en quienes encontré a grandes amigos y el soporte necesario para lograr esta gran meta en mi vida.

Para finalizar, me gustaría plasmar el sentimiento que tengo con la siguiente frase: “ Este no es el final de la historia, sino el comiendo de algo nuevo en ella”.

Página dejada en blanco intencionadamente

## ÍNDICE

<b>I. LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>7</b>
<b>II. LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>8</b>
<b>III. NOMENCLATURA.....</b>	<b>10</b>
<b>1. Introducción .....</b>	<b>12</b>
1.1. Objetivos del trabajo.....	14
1.2. Estructura del proyecto.....	15
<b>2. Red eléctrica Convencional.....</b>	<b>16</b>
2.1. Introducción.....	16
2.2. Características del sistema eléctrico .....	16
2.3. Descripción del sistema eléctrico.....	17
2.4. Aparamenta del Sistema eléctrico en AT.....	20
2.4.1. Clasificación de la aparamenta en alta tensión.....	20
2.4.2. Características generales de la aparamenta de alta tensión .....	20
2.4.3. Aparatos de maniobra y corte .....	21
2.4.3.1 Seccionadores.....	22
2.4.3.2 Interruptor automático o disyuntor.....	23
2.4.3.3 Fusible.....	24
2.4.4. Aparatos para protección y medida .....	24
2.4.4.1 Pararrayos autoválvula .....	25
2.4.4.2 Transformadores de tensión para medida y protección .....	26
2.4.4.3 Transformador de intensidad para medida y protección.....	27
2.4.4.4 Relés de protección .....	28
2.4.5. Aparatos de regulación. Regulador de tensión .....	29
2.5. Aparamenta del sistema eléctrico en BT.....	30
2.5.1. Aparatos para protección .....	31
2.5.1.1 Interruptor magnetotérmico.....	32
2.5.1.2 Fusible.....	32
2.5.1.3 Contactor .....	34
<b>3. Smart Grid o red inteligente. ....</b>	<b>36</b>
3.1. Introducción.....	36
3.2. Características de diseño .....	37
3.2.1. Capacidad .....	38
3.2.2. Fiabilidad .....	39
3.2.3. Eficiencia energética .....	39
3.2.4. Sostenibilidad.....	40
3.3. Redes Inteligentes: Principales desafíos.....	40
3.3.1. Funciones de las Smart Grid .....	41
3.4. Componentes de la tecnología de red inteligente .....	42
3.4.1. Dispositivos que integran una Smart Grid .....	43
3.4.1.1 WAMS .....	44
3.4.1.2 Sistemas de control de supervisión y adquisición de datos. SCADA/DMS .....	49
3.4.1.2.1 Funciones Sistema SCADA. ....	49
3.4.1.2.2 Partes de un sistema SCADA. ....	50
3.4.1.2.3 Requisitos de un sistema SCADA. ....	50

3.4.1.2.4	SCADA/DMS .....	51
3.4.1.3	Contador inteligente o Smart Meter.....	52
3.4.1.4	Advanced Metering Infraestructure (AMI).....	53
3.4.1.5	Sistema de medición a la salida de subestaciones transformadoras BT .....	55
3.4.1.6	Reconectador inteligente.....	55
3.4.1.7	FACTS .....	55
3.4.1.7.1	Clasificación.....	57
3.4.1.7.2	Ventajas .....	62
3.4.1.7.3	Funcionamiento operativo.....	63
3.4.1.8	Sistemas de GD.....	66
3.4.1.8.1	¿Qué se considera generación distribuida? .....	66
3.4.1.8.2	Turbinas de gas.....	68
3.4.1.8.3	Micro-turbinas de gas.....	69
3.4.1.8.4	Ciclos combinados .....	70
3.4.1.8.5	Motores alternativos o de combustión interna.....	71
3.4.1.8.6	Eólica.....	72
3.4.1.8.7	Energía solar.....	73
3.4.1.8.8	Pilas de combustible .....	77
3.4.1.8.9	Ventajas e inconvenientes de la GD.....	78
3.4.1.9	Sistema transmisión DC en alta tensión. HVDC .....	79
3.4.1.9.1	Características fundamentales .....	80
3.4.1.9.2	Aplicaciones HVDC.....	81
3.5.	Resumen de la tecnología Smart Grid .....	81
3.5.1.	Barreras actuales implementación Smart Grid .....	85
<b>4.</b>	<b>Regulacion Tension-Potencia Reactiva en la red electrica .....</b>	<b>87</b>
4.1.	Introducción.....	87
4.2.	Métodos de control de tensión.....	88
4.2.1.	Reactancias y condensadores en paralelo .....	88
4.2.2.	Reactancia o condensador en serie.....	90
4.2.3.	Compensador síncrono.....	91
4.2.3.1	STATCOM .....	92
4.2.3.1.1	Control de un STATCOM .....	93
4.2.4.	Compensador Estático (SVC).....	96
4.2.4.1	Comportamiento de un SVC Ideal.....	96
4.2.4.2	Comportamiento SVC Real.....	97
4.2.4.3	Condensador conmutado por tiristores.....	98
4.2.4.4	Bobina controlada por tiristores.....	99
4.2.4.5	Aplicaciones SVC.....	100
4.2.5.	UPFC.....	100
4.2.5.2	Funciones de control de flujo de potencia de un UPFC .....	102
4.2.5.3	Modos operación UPFC.....	103
4.2.5.4	Modelo flujo de carga UPFC.....	105
<b>5.</b>	<b>Estudio de viabilidad económica e impacto energético .....</b>	<b>109</b>
5.1.	Definición red ejemplo MT/BT.....	110
5.2.	Hipótesis de integración .....	113
5.3.	Estudio costes conversión red MT/BT ejemplo en Smart Grid .....	114
5.4.	Impacto económico y energético.....	118
5.4.1.	Previsiones de inversión en Smart Grid.....	120

5.4.1.1	Mercado e inversión en tecnología Smart Grid. Unión Europea .....	120
5.4.1.2	Mercado e inversión en tecnología Smart Grid. Norte América.....	121
5.5.	Impacto económico calidad del servicio.....	122
5.6.	Impacto energético .....	127
6.	Conclusiones.....	129
7.	Trabajos futuros .....	130
8.	Presupuesto del proyecto.....	131
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	132

**I. Lista de tablas.**

Tabla 1 1. Nomenclatura.....	10
Tabla 1 1. Origen de la generación eléctrica año 2000 y 2011 .....	12
Tabla 1 2. Generación eléctrica España vs OCDE .....	13
Tabla 1 3. Consumos de energía por fuentes España (ktep) .....	14
Tabla 2 1. Tensiones nominales de servicio sistema eléctrico España .....	17
Tabla 2 2. Resumen equipos que forman parte de red AT .....	19
Tabla 2 3. Clasificación según la función.....	20
Tabla 2 4. Funciones básicas de aparamenta de BT.....	31
Tabla 2 5. Nomenclatura fusibles BT.....	33
Tabla 3 1. Aplicaciones capa inteligencia.....	43
Tabla 3 2. Beneficios y problemas sistemas WAMS.....	47
Tabla 3 3. Atributos FACTS.....	62
Tabla 3 4. Aplicación de FACTS .....	64
Tabla 3 5. Resumen y comparación tecnologías .....	65
Tabla 3 6. Resumen costos y desarrollo dispositivos FACTS.....	65
Tabla 3 7. Características y propiedades de las turbinas de gas.....	69
Tabla 3 8. Características y propiedades de las micro-turbinas.....	69
Tabla 3 9. Características y propiedades de los ciclos combinados .....	71
Tabla 3 10. Características y propiedades de los motores alternativos .....	71
Tabla 3 11. Características y propiedades de los sistema eólicos .....	72
Tabla 3 12. Características y propiedades de la energía PV.....	73
Tabla 3 13. Características y propiedades energía solar térmica.....	77
Tabla 3 14. Características y propiedades de pila combustible.....	78
Tabla 3 15. Tecnología Smart Grid.....	82
Tabla 3 16. Soluciones al problema de las redes convencionales .....	84
Tabla 5 1. Índice de dispositivos y costes de implementación.....	109
Tabla 5 2. Parámetros línea MT.....	110
Tabla 5 3. Parámetros línea BT.....	111
Tabla 5 4. Hipótesis integración BT.....	113
Tabla 5 5. Hipótesis integración MT.....	113
Tabla 5 6. Costes integración básica red BT.....	114
Tabla 5 7. Costes integración media red BT.....	114
Tabla 5 8. Costes integración total red BT .....	114
Tabla 5 9. Costes integración básica red MT.....	115
Tabla 5 10. costes integración media red MT .....	115
Tabla 5 11. Costes integración total red MT .....	115
Tabla 5 12. €/kVA red BT .....	116
Tabla 5 13. €/kVA red MT .....	116
Tabla 5 14. Compañías líderes sector distribución eléctrica .....	118
Tabla 5 15. Potencia instalada España .....	118
Tabla 5 16. Coste conversión red eléctrica española .....	119
Tabla 5 17. Beneficios económicos y energéticos conversión en Smart Grid red EE.UU. ....	120
Tabla 5 18. Inversión Unión Europea Smart grid (2008-2014).....	121
Tabla 5 19. Instalaciones e inversión por sectores Unión Europea .....	121
Tabla 5 20. Inversión EE.UU. Smart grid (2008-2014).....	122
Tabla 5 21. Instalaciones e inversión por sectores EE.UU. ....	122
Tabla 5 22. Parámetros de calidad sistema eléctrico español .....	124
Tabla 5 23. Retribución a la distribución España .....	126
Tabla 5 24. Inventario Gases efecto invernadero España (cifras en kilo toneladas CO <sub>2</sub> ) .....	127
Tabla 8 1. Presupuesto del proyecto realizado .....	131



## II. Lista de figuras.

Fig. 1.2. Generación energía por fuente primaria mundial 2011.....	12
Fig. 1.3. Generación energía por fuente primaria España 2010 .....	13
Fig. 2.1. Esquema general del sistema eléctrico .....	17
Fig. 2.2. Seccionador tripolar.....	22
Fig. 2.3. Interruptor con polo $SF_6$ .....	23
Fig. 2.4. Esquema pararrayo autoválvula .....	25
Fig. 2.5. Transformador de tensión.....	26
Fig. 2.6. Esquema transformador intensidad .....	27
Fig. 2.7. Transformador de intensidad AT.....	27
Fig. 2.8. Esquema básico relé protección .....	28
Fig. 2.9. Diagrama de bloques de una fuente regulada .....	29
Fig. 2.10. Diagrama de bloques regulador lineal.....	30
Fig. 2.11. Esquema Interruptor magnetotérmico .....	32
Fig. 2.12. Fusible de cuchillas .....	33
Fig. 2.13. Esquema Contactor BT.....	35
Fig. 3.1. Estructura Smart Grid .....	37
Fig. 3.2. Exigencias constructivas Smart Grid .....	38
Fig. 3.3. Incremento de la demanda energética mundial.....	38
Fig. 3.4. Distribución tecnológica en las Smart Grid .....	42
Fig. 3.5. Representación grafica forma de onda de tensión AC en dos puntos distantes del sistema.....	44
Fig. 3.6. Configuración avanzada sistema WAMS con interfaz usuario .....	45
Fig. 3.7. Diagrama de bloques sistema PMU.....	45
Fig. 3.8. Arquitectura SCADA/DMS.....	51
Fig. 3.9. Plan sustitución equipos medición existentes [26] .....	53
Fig. 3.10. Contador inteligente Smart Grid .....	53
Fig. 3.11. Dispositivo IHD [27].....	54
Fig. 3.12. Transferencia de potencia entre dos nodos .....	56
Fig. 3.13. Representación del efecto de los FACTS en la red.....	57
Fig. 3.14. Esquema general controlador serie .....	57
Fig. 3.15. Esquema general controlador derivación .....	58
Fig. 3.16. Esquema controlador serie-serie .....	58
Fig. 3.17. Controladores serie-derivación coordinado y unificado.....	59
Fig. 3.18. Diagrama unifilar SVC.....	59
Fig. 3.19. Diagrama unifilar STATCOM .....	60
Fig. 3.20. Diagrama unifilar SSSC .....	60
Fig. 3.21. Diagrama unifilar IPFC.....	61
Fig. 3.22. Diagrama unifilar UPFC .....	61
Fig. 3.23. Sistema Eléctrico T&D.....	66
Fig. 3.24. Sistema Eléctrico con GD.....	67
Fig. 3.25. Flujo-grama de un sistema eléctrico donde incide los Sistemas GD .....	67
Fig. 3.26. Esquema de funcionamiento de un turbina de gas.....	68
Fig. 3.27. Esquema Ciclo combinado .....	70
Fig. 3.28. Esquema aerogenerador.....	72
Fig. 3.29. Sistema aislado de red .....	74
Fig. 3.30. Esquema sistema aislado integrado en una casa .....	74
Fig. 3.31. Esquema básico central solar fotovoltaica.....	75
Fig. 3.32. Sistema cilíndrico-parabólico. ....	76
Fig. 3.33. Esquema central solar con helióstatos.....	76
Fig. 3.34. Esquema funcionamiento pila de combustible .....	77

Fig. 3.35. Esquema Conexión sistema HVDC .....	80
Fig. 4.1. Reactancia con derivaciones .....	89
Fig. 4.2. Diagrama unifilar dispositivo compensación paralelo .....	89
Fig. 4.3. Diagrama sistema compensación paralelo .....	90
Fig. 4.4. Diagrama unifilar dispositivo compensación serie .....	90
Fig. 4.5. Esquema básico sistema STATCOM .....	92
Fig. 4.6. Esquema simplificado STATCOM .....	92
Fig. 4.7. Diagramas fasoriales operación STATCOM .....	93
Fig. 4.8. Esquema unifilar Red con carga perturbadora .....	93
Fig. 4.9. Diagrama fasorial de las caídas de tensión en el sistema .....	94
Fig. 4.10. Nuevo diagrama fasorial del sistema .....	95
Fig. 4.11. Diagrama fasorial final del sistema compensado .....	95
Fig. 4.12. Esquema simplificado SVC .....	96
Fig. 4.13. Característica V-I Ideal .....	97
Fig. 4.14. Esquema simplificado SVC .....	97
Fig. 4.15. Característica V-I SVC .....	98
Fig. 4.16. SVC con tres escalones para ampliar el rango .....	98
Fig. 4.17. Diagrama unifilar TSC monofásico/trifásico .....	99
Fig. 4.18. Diagrama unifilar TCR monofásico/trifásico .....	99
Fig. 4.19. Esquema simplificado UPFC .....	100
Fig. 4.20. Diagrama unifilar y bloques UPFC .....	101
Fig. 4.21. Diagrama fasorial regulación de tensión UPFC .....	102
Fig. 4.22. Diagrama fasorial compensación impedancia UPFC .....	102
Fig. 4.23. Diagrama fasorial regulación ángulo fase UPFC .....	103
Fig. 4.24. UPFC en línea de transmisión .....	105
Fig. 4.25. Modelo UPFC en línea de transmisión .....	106
Fig. 4.26. Modelo inyección UPFC .....	107
Fig. 5.2. Línea BT Rural .....	111
Fig. 5.3. Línea BT Urbana .....	111
Fig. 5.4. Línea MT Rural .....	112
Fig. 5.5. Línea MT Urbana .....	112
Fig. 5.6. Evolución coste integración-potencia instalada red BT .....	117
Fig. 5.7. Evolución coste integración-potencia instalada red MT .....	117
Fig. 5.8. División mercado nacional sector distribución eléctrica .....	118
Fig. 5.9. Comparación costes conversión red urbana vs red rural .....	119
Fig. 5.10. Evolución emisión CO <sub>2</sub> España 1990-2010 .....	128

### III. NOMENCLATURA.

Tabla 1 1. Nomenclatura.

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
AC	Corriente Alterna ( <u>A</u> lternative <u>C</u> urrent)	A
A.P.R	<u>A</u> lto <u>P</u> oder de <u>R</u> uptura	
AT	<u>A</u> lta <u>T</u> ensión	V
BT	<u>B</u> aja <u>T</u> ensión	V
C	Capacidad del condensador	F
CAGR	Tasa de crecimiento anual ( <u>C</u> ompound <u>A</u> nnual <u>G</u> rowth <u>R</u> ate)	%
DC	Corriente Continua ( <u>D</u> irect <u>C</u> urrent)	A
DLR	<u>D</u> ynamic <u>L</u> ine <u>R</u> ating	
$E_i$	Tensión punto i, siendo i = c, s	V
EMS	<u>E</u> nergy <u>M</u> anagement <u>S</u> ystem	
f	Frecuencia de servicio	Hz
f.e.m	Fuerza electromotriz	
FACTS	Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna	
GD	<u>G</u> eneración <u>D</u> istribuida	
GIS	Sistema de información geográfica	
GTO	<u>G</u> ate <u>T</u> urn-Off <u>T</u> hystistor	
HMI	Interfaz de comunicación hombre-máquina ( <u>H</u> uman <u>M</u> achine <u>I</u> nterface)	
HVDC	Tecnología de transporte de energía de alta tensión a través de la corriente continua ( <u>H</u> igh <u>V</u> oltage <u>D</u> irect <u>C</u> urrent)	
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente	
IGBT	<u>I</u> nsulated <u>G</u> ate <u>B</u> ipolar <u>T</u> ransistor	
$I_i$	Corriente punto i, siendo i= B, c, E, f, n, s	A
$I_c$	Corriente condensador	A
IHD	<u>I</u> n <u>H</u> ome <u>D</u> isplay	
IPFC	<u>I</u> nterline <u>P</u> ower <u>F</u> low <u>C</u> ontroller	
L	Inductancia bobina	H
MT	<u>M</u> edia <u>T</u> ensión	V
NIEPI	<u>N</u> úmero de <u>I</u> nterrupciones <u>E</u> quivalente de la <u>P</u> otencia <u>I</u> nstalada en media tensión	
OCDE	<u>O</u> rganización para la <u>C</u> ooperación y el <u>D</u> esarrollo <u>E</u> conómicos	
$P_i$	Potencia activa en el nodo i, siendo i = f, s	W
PDC	<u>P</u> hasor <u>D</u> ata <u>C</u> oncentrator	
PIA	<u>P</u> equño <u>I</u> nterruptor <u>A</u> utomático	
PMU	<u>P</u> hasor <u>M</u> easurement <u>U</u> nit	
$Q_i$	Potencia reactiva en el nodo i, siendo i= f, s	Var
$R_i$	Resistencia en el nodo i, siendo i= s	$\Omega$
$S_{cc}$	Potencia aparente punto común de conexión	VA
$S_i$	Potencia aparente nodo i, siendo i= n, s	VA
SCADA/DMS	<u>S</u> upervisory <u>C</u> ontrol <u>A</u> nd <u>D</u> ata <u>A</u> cquisition/ <u>D</u> istribution <u>M</u> anagement <u>S</u> ystems	
SDD	<u>S</u> trategic <u>D</u> eployment <u>D</u> ocument	
SSSC	<u>S</u> tatic <u>S</u> ynchronous <u>S</u> eries <u>C</u> ompensator	
STATCOM	Compensador Estático Síncrono ( <u>S</u> tatic <u>S</u> ynchronous <u>C</u> ompensator)	
SVS	<u>S</u> witched <u>V</u> irtual <u>C</u> ircuit	
TCR	<u>T</u> hystistor <u>C</u> ontrolled <u>R</u> ector	
TCPAR	<u>T</u> hystistor <u>C</u> ontrolled <u>P</u> hase <u>A</u> ngle <u>R</u> egulator	
TIEPI	<u>T</u> iempo de <u>I</u> nterrupción <u>E</u> quivalente de la <u>P</u> otencia <u>I</u> nstalada	

	en media tensión	
<i>TSC</i>	<u>T</u> hyristor <u>S</u> witched <u>C</u> apacitor	
<i>U</i>	Tensión del sistema	<i>V</i>
<i>U<sub>n</sub></i>	Tensión nominal	<i>V</i>
<i>U<sub>c</sub></i>	Tensión sobre el condensador	<i>V</i>
<i>UPFC</i>	<u>U</u> nified <u>P</u> ower <u>F</u> low <u>C</u> ontroller	
<i>V<sub>f</sub></i>	Tensión condensador conectado en paralelo o serie	<i>V</i>
<i>V<sub>i</sub></i>	Tensión nodo i, siendo i = B, E, n, r, s	<i>V</i>
<i>WAMS</i>	Sistema de monitorización de grandes áreas ( <u>W</u> ide <u>A</u> rea <u>M</u> easurement <u>S</u> ystems)	
<i>ω</i>	Velocidad angular	<i>Rad/s</i>
<i>X<sub>i</sub></i>	Reactancia línea en el punto i, siendo i = B, E, n, s	<i>Ω</i>
<i>δ<sub>i</sub></i>	Ángulo de desfase nodo i, siendo i = B, E, n, r, s	<i>º</i>

## 1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, cerca del 30 por ciento de la oferta eléctrica a nivel mundial que se genera, procede del carbón, proyectándose un incremento para las siguientes décadas. Esto es debido a un generalizado incremento de costes y al paulatino agotamiento de otros combustibles fósiles que se usan en la generación primaria de energía.

Por este motivo y por el uso de otros combustibles de origen fósil (que suman cerca del 90 por ciento del total), la generación de electricidad, es el factor que más contribuye al aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel global precipitando los problemas medioambientales que llevan asociados.

El aumento de la sensibilidad social frente a este problema y la necesidad de dar cobertura a las crecientes demandas energéticas de todos los países, con un gran aumento en la demanda de los países en vías de desarrollo, está llevando a una modificación de la estructura del sector eléctrico, el cual está sufriendo una fuerte evolución con un incremento sistemático de la generación de origen renovable.

En la siguiente Tabla 1 1 se muestran datos de la generación eléctrica por tipo de combustible del año 2000 y 2011. En ella, se puede observar el aumento de electricidad de origen renovable [1]:

Tabla 1 1. Origen de la generación eléctrica año 2000 y 2011

Fuente origen	2000	2011
Gas	39,9 %	20,9 %
Carbón	26,2 %	27,1 %
Petróleo	23,8 %	32,9 %
Nuclear	7,4 %	5,8 %
Renovable	2,7 %	13,1 %
Otras	-	0,2 % *
TOTAL	100 %	100 %

\*Otras incluye fuentes definidas como no renovables como turba, calor químico y residuos.

A continuación, en la Fig. 1.2 se muestra la fuente de origen de la generación eléctrica mundial en el año 2011:

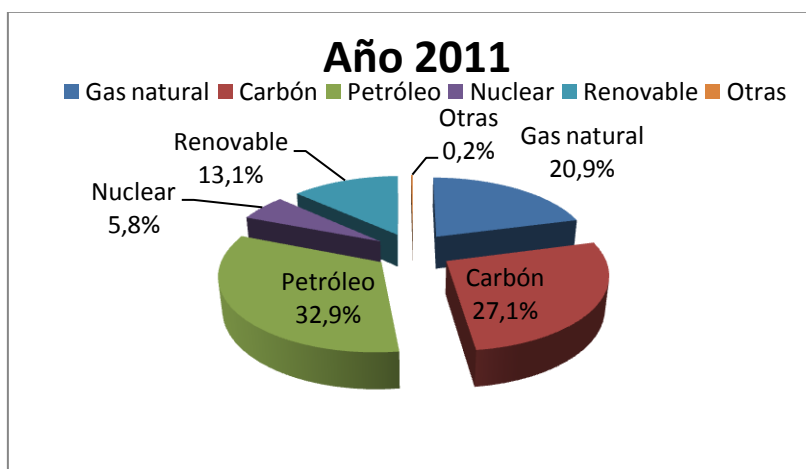


Fig. 1.2. Generación energía por fuente primaria mundial 2011

La situación energética de España difiere un poco de la mundial. Su situación geográfica privilegiada, le permite que el desarrollo de la generación de origen renovable sea superior a la media europea. Esto ha propiciado un rápido desarrollo de la energía eólica y de la energía de origen solar superior a la media.

A continuación, en la Tabla 1 2 se muestra la comparativa de datos de generación entre España y los países de la OCDE en el año 2011 [1] y [2]:

Tabla 1 2. Generación eléctrica España vs OCDE

Fuente origen	España	OCDE
Gas	22,2 %	24,5 %
Carbón	9,1 %	20,2 %
Petróleo	46 %	36,3 %
Nuclear	11,4 %	11 %
Renovable	11,7 %	7,6 %
Otras	-	0,4 % *
TOTAL	100,4 %**	100 %

\* Otros incluye otro tipo de fuentes clasificadas como no renovables como células de combustible, hidrogeno etc. \*\*España presento en el año 2011 un saldo energético negativo

En la Fig. 1.3 se muestra el reparto energético por fuente primaria en el sector energético de España:

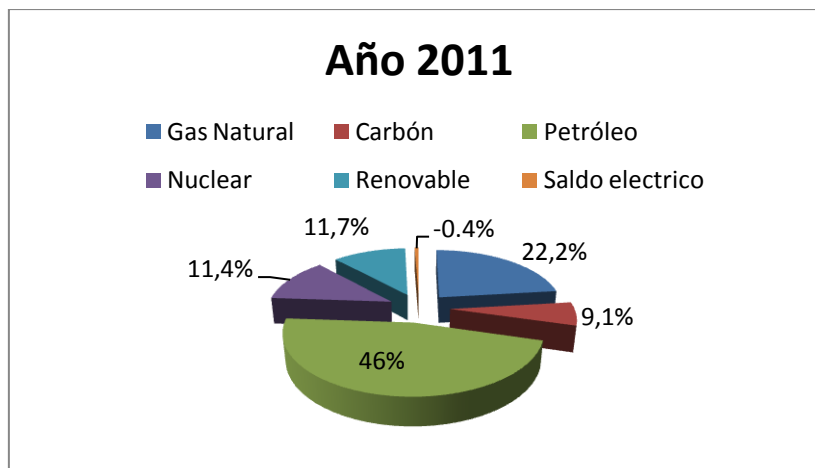


Fig. 1.3. Generación energía por fuente primaria España 2010

Como se puede ver, la dependencia española y mundial a los combustibles de origen fósil para la generación del suministro eléctrico es enorme. El uso indiscriminado de esta fuente de energía conlleva graves riesgos contra el medio ambiente y un aumento de emisiones de gases de efecto invernadero que pueden aumentar el riesgo de cambio climático.

Para poder afrontar estos problemas, hacen falta innovaciones que afecten a toda la cadena de valor energética: se debe incrementar la generación para poder cubrir toda la demanda pero a la vez se deben minimizar y reducir las emisiones de gases con efecto invernadero. En resumen, se ha de maximizar la eficiencia de la generación, transporte, distribución y consumo de la energía eléctrica.

Actualmente, la generación, el transporte y el uso de la energía eléctrica no son suficientemente eficientes. Son responsables de cerca del 80 por ciento de las pérdidas que se producen desde la fuente primaria de energía hasta el consumo útil por parte del usuario final.

Aunque la tasa de crecimiento de la generación de energía renovable es elevada, su contribución a la combinación energética total es aun pequeña en comparación a la aportación de los combustibles fósiles. Existe un plan energético donde se expone el incremento que se prevé realizar en España en la generación de origen renovable como se muestra en la Tabla 1 3 [3].

Tabla 1 3. Consumos de energía por fuentes España (ktep<sup>1</sup>)

Fuentes	2004	2007	2008	2009	2010	2016	2020	2010-2020 (Tasa interanual %)
<b>Carbón</b>	20.921	20.354	13.983	10.509	8.271	10.468	10.058	1,98
<b>Petróleo</b>	71.054	70.848	68.182	63.684	62.358	55.746	51.980	-1,80
<b>Gas Nat.</b>	24.671	31.601	34.782	31.096	31.003	37.147	38.839	2,28
<b>Nuclear</b>	16.576	14.360	15.368	13.750	16.102	14.490	14.490	-1,05
<b>Energías renovables</b>	8.854	9.976	10.942	12.165	14.910	21.802	27.878	6,46
<b>Saldo eléc.</b>	-260	-494	-949	-697	-717	-1.020	-1.032	3,71
<b>Total</b>	<b>141.817</b>	<b>146.645</b>	<b>142.308</b>	<b>130.507</b>	<b>131.927</b>	<b>138.633</b>	<b>142.213</b>	<b>0,75</b>

La energía renovable, en especial la que procede de fuentes intermitentes y variables (eólica, solar...), plantea nuevas complicaciones. La disponibilidad no es la menos importante, y subraya la necesidad de un almacenamiento de energía, así como la implementación de sistemas de control para coordinar las distintas fuentes disponibles con los picos de consumo. Para poder integrar la creciente generación procedente de fuentes renovables y, al mismo tiempo, mejorar de manera sustancial la eficiencia en toda la cadena de valor, se necesitan cambios enormes en la totalidad del sistema eléctrico, desde su misma estructura y las partes que lo integran hasta la manera de explotarlo. Por este motivo, nace el concepto de red inteligente o Smart Grid.

En un futuro, serán las propias ciudades las que generen su energía a través de fuentes renovables implementadas en sus estructuras, evitando que la energía sea transformada y transportada en grandes cantidades desde centrales alejadas de los usuarios finales restando rendimiento y aumentando pérdidas [4].

En el presente documento, se propondrá la conversión de todo el sistema eléctrico en una red inteligente Smart Grid, como solución a los problemas económicos y medioambientales derivados de la situación energética global.

### 1.1. Objetivos del trabajo

Para comprender la naturaleza y necesidad del presente proyecto, es importante partir de una correcta y completa definición del sistema eléctrico tal y como está desarrollado en la actualidad. Nuevos factores económicos, sociales y medioambientales han convertido al sistema eléctrico en una herramienta arcaica, difícil de implementar las mejoras necesarias acordes a estas nuevas exigencias.

Una vez teniendo claro la situación de la red eléctrica global y las partes que lo conforman, trataremos de analizar una posible solución para mejorar el funcionamiento del sistema. Para ello, se expondrá toda una nueva familia de dispositivos diseñados para lograr este objetivo.

<sup>1</sup> ktep: Unidad de energía equivalente a miles de toneladas equivalente petróleo

La utilización de parte de esta nueva tecnología, como pueden ser los generadores de origen renovable, implica la aparición de nuevos inconvenientes para la red eléctrica. Por ejemplo, problemas de estabilidad, flujo de potencia, oscilaciones, etc. Se propondrá la instalación de sistemas para solucionar el problema existente entre tensión y potencia reactiva.

Por último, se abordará el estudio de impacto económico y energético del proyecto. En un ámbito, como el actual, con graves problemas de financiación y nula inversión pública, es necesario estudiar los costes derivados de esta conversión con el fin de tener una visión global del valor que supone llevar a cabo un proyecto de esta envergadura. Se analizará la mejora de los parámetros de calidad en el suministro eléctrico derivado de la implementación de dispositivos de una Smart Grid.

## 1.2. Estructura del proyecto

El presente documento se articula siguiendo el esquema que se muestra a continuación:

- Capítulo 1: introducción al proyecto, donde se plantea la necesidad desde el punto de vista energético y medioambiental, la necesidad de conversión de la red eléctrica tradicional en una Smart Grid para optimizar recursos.
- Capítulo 2: definición de red eléctrica tradicional. Se describirá la naturaleza y características de los dispositivos que la conforman.
- Capítulo 3: definición de concepto red inteligente. Se explicará el concepto que se tiene, actualmente, sobre una Smart Grid, dispositivos, funciones, mejoras y desventajas al sistema.
- Capítulo 4: se abordarán las soluciones para la problemática que aparece tras la utilización de diversos dispositivos de generación distribuida, fundamentalmente, la relación Tensión-Potencia Reactiva.
- Capítulo 5: se realizará un estudio de impacto económico, partiendo de una red de MT a modo de ejemplo, con unos costes de dispositivo e hipótesis iniciales. Se extrapolarán estos resultados a la red eléctrica española. Se realizará un estudio de impacto energético basado en los parámetros de calidad en el suministro y emisiones detallando la mejora que supone en este punto la conversión a una Smart Grid.
- Capítulo 6: se expondrán las conclusiones derivadas del presente proyecto.
- Capítulo 7: se propondrán trabajos de mejora o desarrollo a partir de este proyecto.
- Capítulo 8: se calcularán los costes de realización del presente proyecto.



## 2. RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL.

### 2.1. Introducción.

La electricidad se ha convertido en la forma de energía más versátil a la hora de ser obtenida y la que más aplicaciones ofrece a lo largo de la vida cotidiana a la sociedad.

Para facilitar su uso y distribución, se debe tener un sistema global que permita que la energía eléctrica se produzca, transporte y se distribuya entre los diversos tipos de usuarios con calidad, seguridad y eficiencia.

Este sistema formado por numerosos dispositivos, al que denominamos *sistema eléctrico*, se ha ido complicando y sofisticando a medida que se ha desarrollado la sociedad, sufriendo continuos aumentos en la demanda energética así como los problemas asociados que conlleva. Debido a este motivo han ido apareciendo nuevas tecnologías de generación y control que están siendo implantadas en el sistema como solución a estos problemas.

La energía eléctrica, desde que se genera hasta que llega al usuario final, es tratada en diferentes etapas denominadas de *adaptación*, *transformación* y *maniobra*. Para asegurar que estos tratamientos realizados sobre la energía eléctrica están dentro de unos márgenes establecidos y se realizan con la seguridad adecuada tanto para las instalaciones como para las personas, se hace necesario la presencia de una serie de dispositivos que son capaces de transformar, regular, proteger y maniobrar.

A este conjunto de dispositivos que forman de manera activa parte del sistema eléctrico se le denomina *aparamenta*.

### 2.2. Características del sistema eléctrico

Los sistemas eléctricos actuales se rigen por una serie de características comunes en muchos casos a nivel internacional. Las principales características o parámetros que caracterizan al sistema eléctrico son:

- *Tensión de servicio o nominal ( $U_n$ )*: Es la principal característica del sistema eléctrico, determina el nivel de aislamiento de los elementos que lo integra.
- *Frecuencia de servicio ( $f$ )*: Expresa el número de ciclos por segundo que se repite la onda de corriente alterna. Existen dos valores usados en la actualidad, para el sistema eléctrico europeo y la mayor parte del mundo industrializado la frecuencia de servicio es de 50 Hz. En el caso de América del Norte y una parte de Sudamérica, el valor es de 60 Hz.
- *Numero de fases*: El sistema trifásico o de tres fases es el empleado por la sencillez que presenta en el ámbito de la industrial, transporte y distribución. El sistema monofásico o de una fase se usa para el sistema de distribución en BT como el sector residencial o en los tendidos ferroviarios donde se usa DC.

La Tabla 2 1 muestra los rangos de tensión de servicio y la aplicación que tiene el sistema eléctrico español [5]:

Tabla 2.1. Tensiones nominales de servicio sistema eléctrico España

	Tensión nominal de la red (V)	Aplicación
<b>BT</b>	125 220 380 660	Producción Distribución
<b>3ª Categoría (MT)</b>	$36.000 \geq U_n \geq 1.000$	Producción Transporte Distribución
<b>2ª Categoría (AT)</b>	$66.000 \geq U_n \geq 36.000$	Transporte Distribución
<b>1ª Categoría (AT)</b>	$220.000 \geq U_n \geq 66.000$	Transporte Distribución
<b>Categoría Especial (AT)</b>	$U_n \geq 220.000$	Transporte grandes líneas

### 2.3. Descripción del sistema eléctrico

Debido a la complejidad y amplitud del concepto del sistema eléctrico, conviene dividirlo en subsistemas para una mejor comprensión. Estos subsistemas constan a su vez de diferentes elementos que conforman diferentes etapas en la generación y tratamiento de la energía eléctrica:

- *Subsistema de producción:* Comprende las grandes centrales generadoras así como dispositivos capaces de apoyar la generación o sustituir las grandes centrales en esta misión como pueden ser actualmente dispositivos de GD.
- *Subsistema de transporte:* Comprende centrales transformadoras elevadoras a la salida de las centrales generadoras, las líneas de transporte y las subestaciones transformadoras que adecuan el nivel de tensión a la zona donde va a inyectarse la energía eléctrica.
- *Subsistema de distribución:* Forman parte de él las redes de reparto, subestaciones transformadoras de distribución, redes de distribución de MT y BT.

La Fig. 2.1 muestra el esquema general del sistema eléctrico dividido en los tres subsistemas principales junto con sus elementos constitutivos principales.

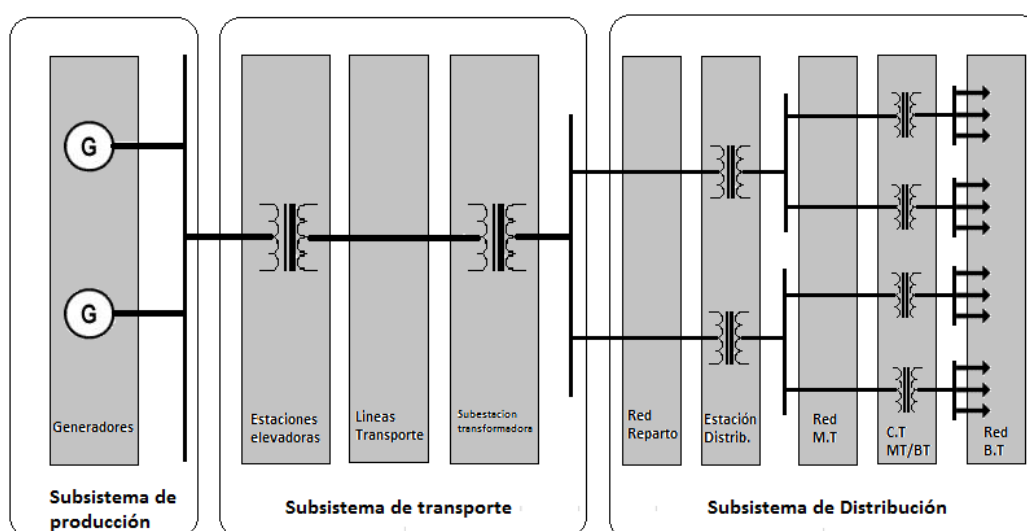


Fig. 2.1. Esquema general del sistema eléctrico

Las aplicaciones que tienen los diferentes dispositivos implicados en cada subsistema son los siguientes:

- *Centrales generadoras:* Tienen la misión general de producir electricidad a partir de otras fuentes de energía tradicionalmente como el petróleo, carbón, uranio, hidráulica etc. Las tensiones usuales de generación están comprendidas entre 3 y 36 KV. Como el lugar de generación y producción de la electricidad suele estar alejado de los centros de consumo, ésta debe ser transportada. Para minimizar las pérdidas y que, de este modo, la red de transporte resulte viable económicamente, se elevan los valores de tensión de transporte hasta los 220-400 kV. Actualmente, se está desarrollando el uso de las llamadas energías renovables que tiende a minimizar la excesiva dependencia que la generación tiene de los combustibles fósiles. Ejemplos de estas nuevas tecnologías son la eólica, solar (en todas sus variantes), mareomotriz etc.
- *Estación transformadora elevadora:* Se encuentra conectado a la salida de las centrales generadoras y es el primer sistema de transformación que nos encontramos en el sistema eléctrico. Su misión es la de aumentar la tensión previo a su paso a las líneas de transporte con el fin de minimizar las pérdidas.
- *Líneas de transporte:* Líneas aéreas que unen las estaciones elevadoras con las subestaciones transformadoras y, por tanto, las encargadas de realizar los transportes de energía a muy larga distancia.
- *Subestaciones transformadoras:* Tienen la función básica de reducir los valores de tensión de transporte a unos valores aptos para el reparto en las cercanías de las grandes áreas de consumo. Estos valores suelen estar entre el rango 132-30 kV. Si estas subestaciones están interconectadas entre dos áreas de transporte realizan operación de maniobra.
- *Red de reparto:* Líneas que distribuyen en las cercanías de las áreas de consumo. Normalmente estas líneas suelen ser aéreas. No obstante, en la actualidad, se están adecuando las que atraviesan núcleos urbanos convirtiéndolas en líneas subterráneas.
- *Centros de transformación:* Son el elemento que transforma los valores de MT en valores aptos para el consumo en BT. Estos centros son propiedad de la compañía distribuidoras.
- *Red distribución en MT:* Líneas que unen las subestaciones transformadoras con los abonados de MT (normalmente industrias). Pueden ser aéreas o subterráneas.
- *Red distribución en BT:* Líneas que van desde los centros de transformación hasta un abonado de BT. Son principalmente líneas subterráneas.

Una vez que se ha procedido a realizar una visión general del sistema eléctrico, sus subsistemas y los principales elementos que lo conforma, es conveniente conocer los tipos de aparatos que constituyen cada uno de esos elementos, dichos elementos están descritos en la Tabla 2 2:

Tabla 2.2. Resumen equipos que forman parte de red AT

Elemento	Equipos apartamenta
<b>Central generadora</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Turbinas</i>, que pueden ser movidas partiendo de diferentes tipos de energía (eólica, térmica...)</li> <li>• <i>Alternador o generador</i></li> <li>• <i>Sistema de regulación y control</i> del grupo turbina-alternador</li> <li>• <i>Parque de transformadores</i> que constará de transformadores de potencia, embarrados, equipos de medida, Sistemas de puesta a tierra y apartamenta de AT (corte, trafos de medida y protección y elementos de apoyo y sustentación)</li> </ul>
<b>Estación transformadora elevadora, centros de transformación de MT y BT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Transformadores de potencia</i></li> <li>• <i>Embarrados</i></li> <li>• <i>Equipos de medida</i></li> <li>• <i>Sistema de tierras</i></li> <li>• <i>Apartamenta de AT</i> (corte, trafos de medida y protección y elementos de apoyo y sustentación)</li> </ul>
<b>Líneas de transporte y redes de reparto (aéreas)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Conductores desnudos</i></li> <li>• <i>Sistema de tierras</i></li> <li>• <i>Apartamenta de AT</i>: Aparatos de corte, Sistemas de protección (auto válvulas, hilo de guarda...) y elementos de apoyo y sustentación (torres, postes, aisladores...)</li> </ul>
<b>Redes de distribución (subterráneas)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Conductores aislados</i></li> <li>• <i>Sistema de tierras</i></li> <li>• <i>Apartamenta de AT</i>: Aparatos de corte, autoválvulas y elementos de apoyo, sustentación y transición (torres de entronque, terminales, pasamuros...)</li> </ul>

Observando el resumen de dispositivos, encontramos que la apartamenta está presente en todo el sistema eléctrico y forma parte de todos los elementos de cada subsistema. El motivo de su presencia se debe a que es un elemento indispensable para realizar las operaciones de maniobra, medición de valores, protección para personas e instalaciones, sustentación y apoyo de líneas etc. Es evidente que, sin la presencia de la apartamenta, el sistema estaría descontrolado y desprotegido.

En los capítulos siguientes, se procederá a explicar los diferentes tipos de apartamenta presentes en el sistema eléctrico de AT.

## 2.4. Aparamenta del Sistema eléctrico en AT

Se define como aparamenta eléctrica de alta tensión a todos aquellos aparatos o dispositivos para maniobra, control, regulación, seguridad y canalización en instalaciones eléctricas, siendo considerados elementos de AT cuando trabajan con una tensión alterna superior a 1000 V. No se incluyen en tal concepto los dispositivos o sistemas de generación, transformación, transporte y utilización de la energía eléctrica.

Los dispositivos que se usan son muy variados, siendo necesario realizar una clasificación para obtener una perspectiva global del conjunto.

Existen diferentes tipos de clasificaciones para los elementos de aparamenta como se explican a continuación.

### 2.4.1. Clasificación de la aparamenta en alta tensión

No se puede hablar de una clasificación única de la aparamenta ya que existen diferentes criterios para clasificar dichos elementos. En la Tabla 2 3, que se muestra a continuación, se resumen los criterios de clasificación para los dispositivos de aparamenta de AT. Tras ella, se realizará un análisis de cada uno por separado.

Tabla 2 3. Clasificación según la función

Tipo de dispositivo	Ejemplo o descripción
<b>Maniobra o corte</b>	Seccionadores, interruptores, disyuntores...
<b>Protección</b>	Relés de protección, pararrayos, autoválvulas
<b>Medida</b>	Aparatos de medida en general, transformadores de medida
<b>Regulación</b>	Reguladores de tensión asociados al transformador
<b>Control</b>	Cuadros de mando directos, cuadros de telemando...
<b>Bobinas de reactancia y condensadores</b>	Reactancias de choque, bancos de condensadores para compensar reactiva y regular la tensión...

Existen además otros tipos de clasificación atendiendo a su emplazamiento (interior o intemperie), su utilización (industriales, ámbito de la distribución doméstica o para empresas de producción y distribución), también atendiendo al rango de tensión de funcionamiento etc....

A continuación, se explicará el funcionamiento eléctrico de los dispositivos que conforman los cuatro primero grupos, dejando los bancos de condensadores y los dispositivos de compensación para un estudio posterior.

### 2.4.2. Características generales de la aparamenta de alta tensión

Las características generales de la aparamenta de alta tensión son los parámetros que determinan las condiciones de funcionamiento, tanto en situaciones normales como en situaciones anormales (sobreintensidades, sobretensiones, cortocircuitos...). Estos valores deben ajustarse a determinados valores de las magnitudes funcionales de la instalación como son:

- Tensión
- Corriente

- Potencia
- Otras magnitudes (temperatura, presión, humedad del ambiente de instalación...)

Es obligatorio que las características del aparato figuren en una placa asociada al mismo (placa de características). Las características nominales principales en la aparamenta son:

- *Tensión nominal de los circuitos principales*: valor de tensión que sirve para designarlo y que se refiere a sus condiciones de funcionamiento en caso de ruptura o cierre de la corriente.

Existen dos tensiones por las que se designa al aparato: la tensión nominal y la tensión nominal más elevada. La nominal más elevada se corresponde a la máxima que se puede dar en la línea en condiciones normales de explotación, y que por tanto debe ser capaz de soportar el aparato.

- *Corriente nominal de los circuitos principales*: es la corriente que el aparato puede soportar indefinidamente en condiciones nominales de servicio.
- *Nivel de aislamiento*: representa la aptitud del aparato para soportar sobretensiones a frecuencia industrial, las sobretensiones de origen atmosférico. Esta aptitud viene definida por los valores de tensión de ensayo a frecuencia industrial, tensión de ensayo de impulso tipo rayo y tensión de ensayo de impulso tipo maniobra.

Además de estas características generales para los dispositivos de aparamenta, se deben añadir estas otras para los elementos de maniobra o corte.

- *Poder de ruptura o corte*: representa el valor eficaz máximo de corriente que puede cortar un interruptor automático o disyuntor con toda seguridad, con un pequeño deterioro en sus contactos, cuando se emplea en una instalación cuya tensión de servicio es igual o cercana a la tensión nominal de servicio de dicho disyuntor.
- *Poder de conexión nominal*: Valor instantáneo máximo que puede alcanzar la corriente de cortocircuito en el momento de cierre de un disyuntor sin mermar la capacidad de seguridad.
- *Corriente de corta duración admisible*: Valor máximo de corriente que puede soportar un dispositivo durante un tiempo específico.
- *Secuencia de maniobra*: representa la secuencia de maniobras de apertura y cierre, en condiciones de cortocircuito que el aparato es capaz de realizar sin que provoque deterioro en el mismo.
- *Intensidad límite térmica*: valor máximo de corriente a partir del cual los esfuerzos térmicos adicionales ocasionados al aparato no resultan admisibles.
- *Intensidad límite dinámica*: valor máximo de corriente a partir del cual los esfuerzos electrodinámicos ocasionados en el aparato no resultan admisibles.

### 2.4.3. Aparatos de maniobra y corte

Dentro de la aparamenta de AT, merece una mención especial los aparatos destinados a la conexión y desconexión de energía eléctrica en los circuitos eléctricos. A estos dispositivos se les denomina: *aparamenta de maniobra y corte*.

Están destinados a garantizar que se cumple un servicio continuo de la instalación en condiciones normales de explotación; permitir la maniobra, tanto para aislamiento donde se desee realizar operaciones de mantenimiento como para la conexión de circuitos alternativos; así como proteger instalaciones y personas en caso de desviaciones de funcionamiento graves.

#### 2.4.3.1 Seccionadores

La misión de este dispositivo es la de aislar tramos de circuito, de una forma visible, cuando las circunstancias de explotación de la instalación lo requiera. Los circuitos que debe aislar el seccionador deben encontrarse libres de corrientes, es decir, el seccionador debe maniobrar en vacío.

Este dispositivo debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Se van a encargar de asegurar que los tramos aislados se encuentran libres de tensión de modo que los operarios puedan trabajar con total seguridad.

Existen diversas tipologías de seccionadores atendiendo a sus características constructivas y a si son unipolares o tripolares tales como:

- *Seccionadores de cuchillas giratorias*
- *Seccionadores de cuchillas deslizantes:*
- *Seccionadores de columnas giratorias*
- *Seccionadores de pantógrafo*

A su vez se pueden también clasificar los seccionadores atendiendo al rango de tensión o la instalación donde van a ser usados, existiendo seccionadores para BT, MT y para instalación de AT.

La Fig. 2.2 muestra el esquema que posee un seccionador, en este caso tripolar [6]:



Fig. 2.2. Seccionador tripolar

### 2.4.3.2 Interruptor automático o disyuntor

Son aparatos mecánicos de corte que permiten maniobrar, de forma manual, en condiciones de carga nominal y sobreintensidad, siendo capaces de soportar corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado.

Para poder realizar el corte de la corriente, debe pasar de tener una impedancia prácticamente nula a infinita. Al lograr esto, el dispositivo pasa a convertirse en un aislante eléctrico impidiendo que circule por él ninguna corriente eléctrica.

En la práctica, no existe ningún dispositivo lo suficientemente rápido para lograr este paso, por lo que la interrupción de la corriente se realizará siempre a través del arco eléctrico.

Para eliminar este arco eléctrico, se debe desionizar el medio, eliminando las partículas conductoras existentes, y aumentar la tensión de restablecimiento del arco, valor que en régimen permanente alcanzará el correspondiente a la tensión de la red a la que esté acoplado el interruptor, todo esto con el menor gasto energético posible.

El tipo de interruptor más usado en la actualidad es el interruptor con ruptura en  $\text{SF}_6$ , gas que posee unas propiedades dieléctricas superiores a otros aislantes conocidos. Las principales ventajas de este tipo de interruptor son una gran capacidad de evacuación del calor producido por el arco, una disociación perfectamente reversible sin pérdida asociada de gas, con intensidades muy bajas próximas a cero, es posible el enfriamiento del arco radialmente, provocando un desgaste en los contactos mínimos. Por lo tanto, el mantenimiento es bajo y poseen una elevada vida útil.

Estos tipos de interruptores abarcan todas las gamas de tensiones incluida la baja tensión, con un monopolio casi exclusivo por encima de los 400 kV, y aumentando en la MT donde está desbancando a otros interruptores con otros aislantes como aceite o aire comprimido.

La Fig. 2.3 muestra un esquema de un interruptor con cámara de extinción a base de  $\text{SF}_6$  [7]:

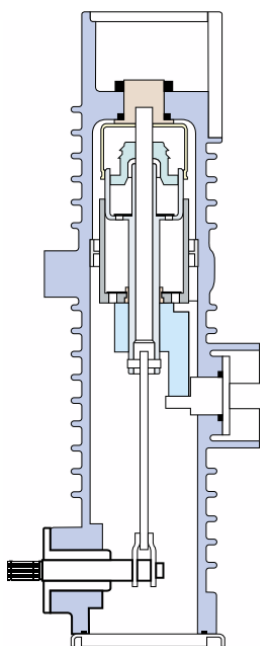


Fig. 2.3. Interruptor con polo  $\text{SF}_6$



### 2.4.3.3 Fusible

Se trata de un dispositivo destinado a cortar de manera automática el circuito al ser atravesado por una sobrecorriente capaz de poner en peligro la integridad de los equipos e instalaciones.

El corte de corriente se produce por la fusión de un alambre incluido en el aparato y colocado en serie con el circuito al que protege. El paso de una sobrecorriente hace que se caliente llegando al punto de fusión del material. Se diseñan para fundirse en un tiempo especificado para cada valor de corriente.

Poseen dos curvas i-t fundamentales como característica:

- *Curva mínima de fusión*: Indica el tiempo mínimo de fusión del fusible.
- *Curva máxima de fusión*: Indica el tiempo máximo de despeje de la falta.

El fusible más usado en circuitos eléctricos es el fusible A.P.R o de ruptura rápida. Su temprana intervención ante un cortocircuito hace que se impida que el valor de la corriente producida llegue al nivel de cresta que se alcanzaría, en su ausencia, en el circuito. Son, por tanto, limitadores de corriente.

La extrema velocidad de corte se logra repartiendo la corriente que atraviesa el fusible entre varios hilos conductores de pequeña sección dispuestos en paralelo y fabricados en plata. La plata presenta unas mejores cualidades eléctricas que el cobre y, a diferencia de éste, no se oxida a elevadas temperaturas con lo que no mengua la sección útil.

Estos hilos se sitúan en el interior de un tubo aislante, generalmente cerámico o de porcelana, el cual dispone de dos contactos metálicos en su extremo. El interior está relleno de un material encargado de enfriar el arco y, por lo tanto, ayudar a su extinción. Se suele usar polvo de arena de sílice o cuarzo. Al producirse el arco, los vapores metálicos procedentes de la fusión de los hilos de plata son enfriados por la arena.

Este tipo de fusibles se usan en la protección de baterías de condensadores, motores, líneas aéreas e instalaciones transformadoras que no sean de elevada potencia.

### 2.4.4. Aparatos para protección y medida

Se define como aparamenta de medida y protección aquellos dispositivos cuya finalidad es la de tomar valores de la instalación eléctrica para registrarlos, compararlos con unos valores de consigna con el fin de poder actuar en caso de que sea necesario.

Realizando una clasificación sencilla, se puede decir que este tipo de aparamenta engloba los siguientes dispositivos:

- *Pararrayos autoválvula*: Van a ser los elementos que protegen la instalación de sobretensiones.
- *Transformadores de tensión de medida y protección*: Tienen como misión adaptar los valores de tensión de la instalación a unos niveles aptos para los aparatos de lectura y protección.
- *Transformadores de intensidad para medida y protección*: Tienen como misión adaptar los valores de corriente de la instalación a unos valores aptos para los aparatos de lectura y protección.

- *Relés de protección*: Son los dispositivos encargados de proteger mediante la actuación sobre la aparamenta de maniobra y a partir de los valores tomados de los transformadores de medida y protección.

#### 2.4.4.1 Pararrayos autoválvula

Se denominan de forma abreviada pararrayos a los dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que, de otro modo, se descargarían sobre aisladores ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y provocando fallas y desperfectos en generadores, transformadores de potencia etc.

Para un funcionamiento correcto, los pararrayos se encuentran permanentemente conectados entre la línea y tierra. Los criterios de elección son aquellos que permitan su actuación antes de que la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento que están destinados a proteger, lo que se denomina coordinación de aislamiento, pero jamás para los valores de tensión normales en condiciones de explotación.

Aunque originalmente se diseñaron para prever los daños ocasionados por las descargas atmosféricas, se ampliaron sus funciones, utilizándose para proteger sobretensiones de origen interno al circuito, por lo que parecería más adecuada usar el nombre de descargadores de sobretensión.

Los pararrayos han evolucionado pasando de los pararrayos con cuernos metálicos donde se descargaba la sobretensión a los actuales con autoválvula, cuyo principio de funcionamiento es la descarga sobre una válvula o una resistencia variables con el valor de la tensión.

En la Fig. 2.4 se muestra el esquema de un pararrayo autovalvular [8]:

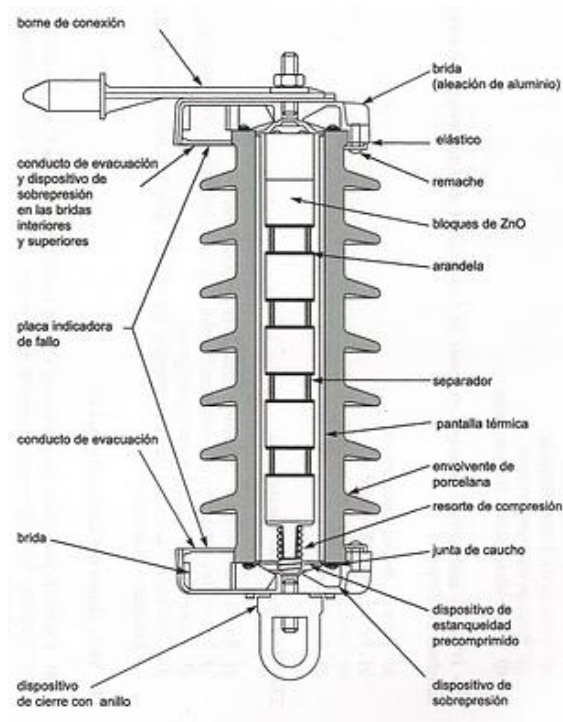


Fig. 2.4. Esquema pararrayo autoválvula

#### 2.4.4.2 Transformadores de tensión para medida y protección

Los aparatos destinados a realizar operación de medida y los relés de protección no están preparados para soportar, por norma general, elevados valores de tensión y corriente, ya que encarecería de manera sustancial su construcción al emplear materiales más costosos. Por otra parte, es necesario evitar estos elevados valores eléctricos en aparatos destinados para ser usados por operarios en tareas rutinarias como es la medida de valores eléctricos en las líneas.

Éstas son las principales razones para el uso de transformadores de medida y protección, a través de los cuales se pueden llevar señales de tensión y corriente, de un valor proporcional muy inferior al nominal, hasta los dispositivos de medida y protección.

Con estos dispositivos, se logra una separación galvánica de los elementos pertenecientes a los cuadros de mano, medida y protección con las consiguientes ventajas en cuanto a seguridad para instalación y personas.

Se entiende por transformador de tensión al aparato *en el cual la tensión en bornes del arrollamiento secundario es, en condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la tensión en bornes del arrollamiento primario y desfasada con relación a ésta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones [9].*

Según sean destinados, existen dos tipos de transformadores de tensión.

- *Transformador de tensión para medida:* Están especialmente concebidos para alimentar equipos de medida. Su característica principal radica en que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio. Esta exactitud se mide por su clase o precisión, que nos indica el tanto por ciento de error que se comete en una medida.
- *Transformador de tensión para protección:* Son los transformadores destinados a alimentar los relés de protección. Si el transformador va a ser usado para medida y protección, se construye de manera que tenga dos arrollamientos secundarios, uno para cada acción, compartiendo el mismo núcleo magnético salvo que por motivos de aislamiento se necesite que exista separación galvánica.

Constructivamente guardan similitud con un transformador de potencia normal. La Fig. 2.5 muestra un esquema de un transformador de tensión:

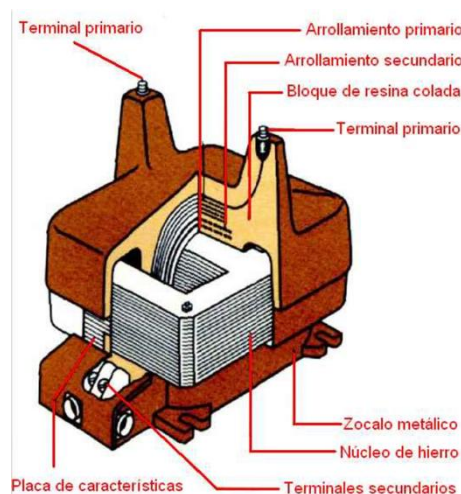


Fig. 2.5. Transformador de tensión

### 2.4.4.3 Transformador de intensidad para medida y protección

A diferencia de los transformadores de tensión, estos dispositivos no guardan similitud constructiva con un transformador de potencia.

Un transformador de intensidad es un dispositivo en el cual la intensidad del arrollamiento secundario es, en condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la intensidad en el arrollamiento primario y desfasada un ángulo aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

El arrollamiento primario de un transformador de intensidad consta de pocas espiras, al contrario con los transformadores normales (potencia, distribución, tensión), y están conectadas en serie con la línea o circuito cuya intensidad se desee medir.

Normalmente el primario consta de una espira y atraviesa el núcleo magnético, cuya forma suele ser toroidal, sobre el que se enrollan las espiras secundarias de forma uniforme, consiguiendo así minimizar el flujo de dispersión. Este arrollamiento es el que se encarga de alimentar los circuitos de intensidad de uno o varios aparatos de medida que están conectados en serie con el circuito como se muestra en la Fig. 2.6:

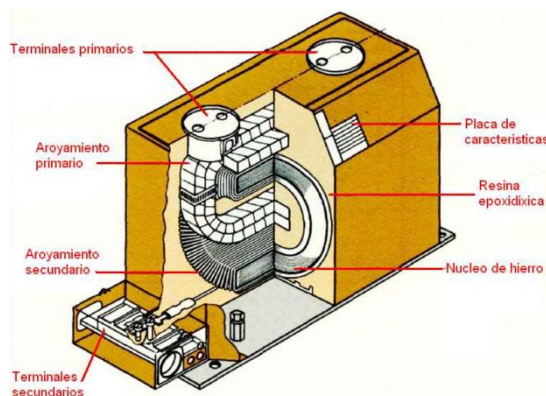


Fig. 2.6. Esquema transformador intensidad

Al igual que con los transformadores de tensión, se puede distinguir entre transformadores de intensidad de medida y protección, realizando la misma función que sus homólogos de tensión. El rango de tensión en el que se vayan a instalar determina también su forma externa, de modo que, los usados para instalaciones de AT, presentan la forma de la siguiente Fig. 2.7:



Fig. 2.7. Transformador de intensidad AT

#### 2.4.4.4 Relés de protección

Los dispositivos hasta ahora mencionados garantizan que la instalación eléctrica, en buena medida, quede protegida frente a los distintos tipos de falta o defectos más habituales, como sobrecargas, cortocircuitos... Ahora bien, esta protección no asegura que en caso de falta la instalación siga funcionando en servicio continuo. En caso de fallo, no existe criterio selectivo que desconecte de manera autónoma la parte de la instalación afectada, y, por lo tanto, capaz de garantizar la continuidad del servicio por las partes no implicadas en la falta.

La tarea de coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra, para conseguir esa selectividad de las protecciones a la hora de actuar frente a perturbaciones es, competencia de los relés de protección cuyo esquema básico se muestra la siguiente Fig. 2.8:

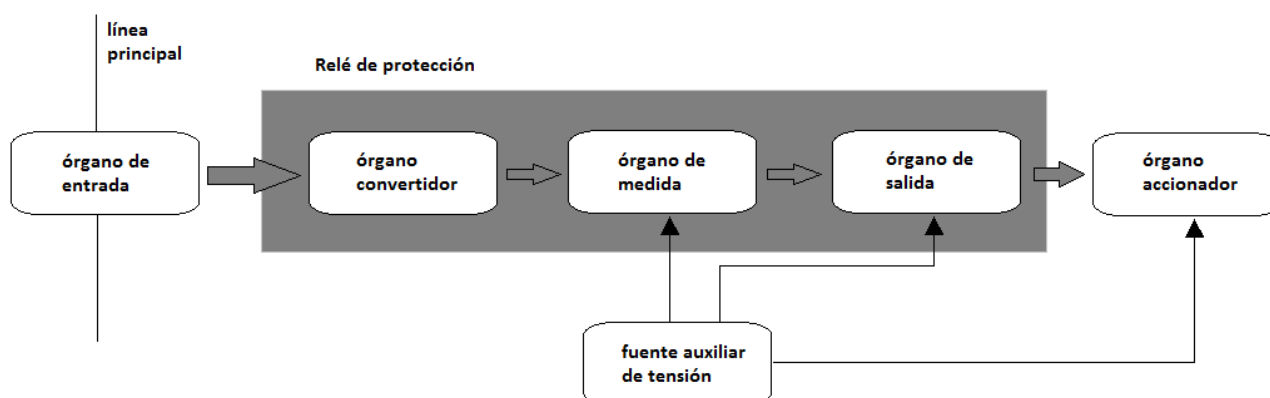


Fig. 2.8. Esquema básico relé protección

A continuación, se detalla cada uno de los bloques que forman parte del esquema:

- **Órgano de entrada.** Por norma general, se trata de transformadores de intensidad o de tensión, los cuales realizan un doble cometido. Por un lado, adaptan las señales procedentes de la perturbación en la instalación a valores aptos (de menor potencia) para los relés de protección y, a su vez, actúan como aisladores galvánicos entre las partes de alta tensión y baja tensión.
- **Órganos de conversión.** Se encarga de convertir las señales recogidas a la entrada del dispositivo para que puedan ser medidas. Actualmente, es normal que esta parte esté fusionada junto con el órgano de medida, al venir plenamente adecuadas y convertidas las señales procedentes de los transformadores de intensidad y tensión.
- **Órgano de medida.** Se encarga de medir las señales convertidas procedentes de la perturbación, y compararlas con unos valores de consigna, decidiendo en base a esta medición si ha de actuar la protección. Se trata de la parte más importante del relé.
- **Órgano de salida.** Amplifica las señales procedentes de la unidad de medida para hacer funcionar los elementos actuadores de la protección. Suelen ser contactores de mando y, actualmente, elementos electrónicos lógicos con sus correspondientes etapas amplificadoras.
- **Órgano accionador.** Consiste en la bobina de mando del disyuntor. Cuando esta bobina está accionada, produce la desconexión del disyuntor correspondiente.

- *Fuente auxiliar.* Se encarga de alimentar al relé de protección. Esta fuente puede ser una batería de acumuladores, unos transformadores de intensidad, tensión o la propia red a través de sistemas de alimentación ininterrumpida.

#### 2.4.5. Aparatos de regulación. Regulador de tensión

Todos los circuitos electrónicos requieren una o más fuentes de tensión estable de continua. Las fuentes de alimentación sencillas construidas con un transformador, un rectificador y un filtro (fuentes de alimentación no reguladas) no proporcionan una calidad suficiente porque sus tensiones de salida cambian con la corriente que circula por la carga y con la tensión de la línea. Además, presentan una cantidad significativa de rizado a la frecuencia de la red. Por ello, no son, generalmente adecuadas para la mayoría de las aplicaciones.

En la Fig. 2.9, se presenta el diagrama de bloques típico de una fuente de alimentación regulada. La entrada es un transformador conectado a la red eléctrica con objeto de reducir su amplitud. Un rectificador de diodos corrige la señal la cual es filtrada (generalmente a través de un condensador) para producir una señal de salida DC no regulada. El regulador de tensión proporciona una salida mucho más regulada y estable para alimentar a una carga.

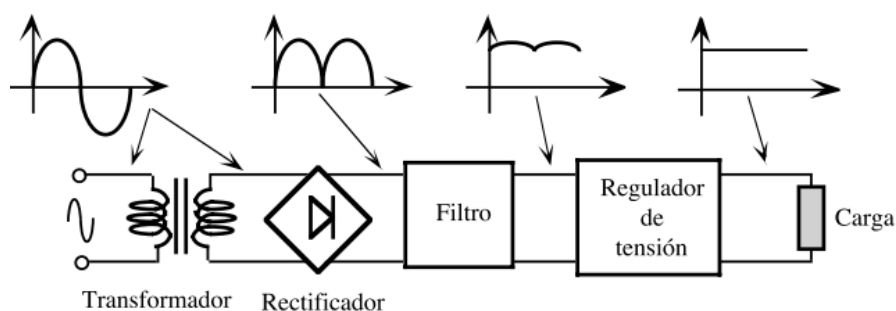


Fig. 2.9. Diagrama de bloques de una fuente regulada

La función de un regulador de tensión es proporcionar una tensión estable y bien especificada para alimentar otros circuitos a partir de una fuente de alimentación de entrada de poca calidad. Después del amplificador operacional, el regulador de tensión es probablemente el circuito integrado más comúnmente utilizado. Además, deben ser capaces de proporcionar corrientes de salida desde unas cuantas decenas de miliamperios, en el caso de reguladores pequeños, y de varios amperios, para reguladores grandes. Los reguladores de tensión se clasifican en:

- *Reguladores en serie o lineales.* Controlan la tensión de salida ajustando, continuamente, la caída de tensión en un transistor de potencia conectado en serie entre la entrada no regulada y la carga. Puesto que el transistor debe conducir corriente continuamente, opera en su región activa o lineal. Aunque son más sencillos de utilizar que los reguladores de conmutación, tienden a ser muy ineficientes debido a la potencia consumida por el elemento en serie. Su eficiencia es alrededor del 20% y solamente resultan eficaces para baja potencia.
- *Reguladores de conmutación.* Utilizan un transistor de potencia como conmutador de alta frecuencia, de tal manera que la energía se transfiere desde la entrada a la carga en paquetes discretos. Los pulsos de intensidad se convierten después a una corriente continua mediante un filtro inductivo y capacitivo. Puesto que, cuando opera como conmutador, el transistor consume menos potencia que en su región lineal, estos reguladores son más eficientes (hasta el 80%) que los lineales;

además, son más pequeños y ligeros. Estos reguladores se pueden diseñar para operar directamente sobre la tensión de la red rectificada y filtrada, eliminando la necesidad de utilizar transformadores voluminosos. El precio que se paga por estas ventajas es una mayor complejidad del circuito y un mayor ruido de rizado. Los reguladores de conmutación se utilizan especialmente en sistemas digitales, donde, a menudo, es mucho más importante una alta eficiencia y un peso bajo que un rizado de salida pequeño.

La tendencia actual en el diseño de fuentes de alimentación de varias salidas es utilizar reguladores de conmutación para aprovechar sus ventajas y utilizar después reguladores en serie para conseguir tensiones más limpias y mejor reguladas como se muestra en la Fig. 2.10:

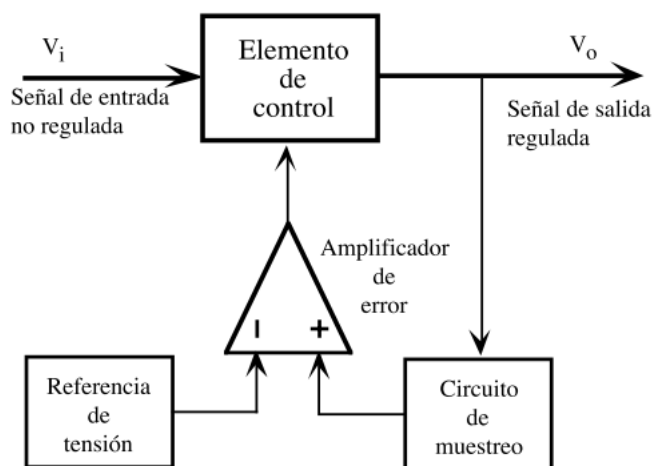


Fig. 2.10. Diagrama de bloques regulador lineal

## 2.5. Aparamenta del sistema eléctrico en BT

La aparamenta de BT tiene una misión similar a su homóloga de AT, adecuando su rango a los valores nominales propios de los circuitos de BT [10].

Las funciones principales que presentan la aparamenta de BT son las siguientes:

- Protección eléctrica
- Aislamiento eléctrico entre secciones de la instalación
- Conmutación local o remota

Según su ubicación puede ser:

- Aparato de *maniobra* o conexión. Intercalado en un circuito principal o de potencia.
- Aparato de *mando*. Intercalado en un circuito auxiliar.

Los aparatos de maniobra pueden ser a su vez *automáticos*, actuando en función de una magnitud física, o *manuales* teniendo que ser gobernados por el usuario.

La protección eléctrica a baja tensión (aparte de los fusibles), normalmente, se incorpora en los interruptores automáticos en forma de dispositivos magnetotérmicos.



La Tabla 2 4 resume las funciones básicas que aportan los dispositivos que forman la apartamentada de BT:

Tabla 2 4. Funciones básicas de apartamentada de BT

Protección eléctrica contra	Aislamiento	Control
<b>Corrientes de sobrecarga</b>	Indicado por un indicador magnético	Conmutación funcional
<b>Corrientes de cortocircuito</b>	Separación o barrera aislante interpuesta entre los contactos abiertos, claramente visible	Conmutación de emergencia
<b>Defecto de aislamiento</b>		Parada de emergencia
<b>Sobretensiones</b>		Apagado para realización de maniobras de mantenimiento mecánico

### 2.5.1. Aparatos para protección

El objetivo es evitar o limitar las consecuencias destructivas o peligrosas de las corrientes excesivas (cortocircuito) o causadas por sobrecargas y defectos de aislamiento, y separar el circuito defectuoso del resto de la instalación.

Se hace una distinción entre la protección de:

- Los elementos de la instalación (cables, hilos, apartamentada, etc.)
- Personas y animales.
- Equipos y dispositivos suministrados por la instalación.

La protección de *circuitos*:

- Contra sobrecargas; una situación en la que se limita una corriente excesiva de una instalación en buen estado (sin defectos).
- Contra corrientes de cortocircuito causadas por el defecto completo del aislamiento entre los conductores de diferentes fases o (en los sistemas TN) entre una fase y un conductor neutro (o PE).

En estos casos, la protección la proporcionan fusibles o interruptores automáticos en el cuadro de distribución en el que se origina el circuito final (es decir, el circuito al que está conectada la carga).

La protección de *personas*:

- Contra defectos de aislamiento. Según la apartamentada a tierra de la instalación (TN, TT o IT), la protección la proporcionan fusibles o interruptores automáticos, dispositivos de corriente residual y/o una supervisión permanente de la resistencia de aislamiento de la instalación a tierra.

La protección de *motores eléctricos*:

- Contra sobrecalentamiento, causado, por ejemplo, por una sobrecarga a largo plazo, un rotor parado, una sola fase, etc. Se utilizan relés térmicos, diseñados especialmente para adaptarse a las características concretas de los motores. Si es necesario, estos relés también pueden proteger el cable del circuito del motor contra sobrecargas. La protección contra cortocircuitos la proporcionan fusibles o



un interruptor automático del que se ha retirado el elemento protector térmico (sobrecarga), o en el que se ha desactivado este elemento.

### 2.5.1.1 Interruptor magnetotérmico

Es un interruptor automático usado en BT. También, se le denomina PIA.

Son aparatos modulares con distinto número de polos (unipolares, bipolares, tripolares o tetrapolares) que llevan incorporados un disparador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y el electroimán. Se fabrican con diversos sistemas de montaje, atendiendo a su uso, para montaje saliente en cuadro, por tornillo o por conexión enchúfale.

Su funcionamiento se basa en un **elemento térmico**, formado por una lámina bimetálica que se deforma al pasar por la misma una corriente durante cierto tiempo, para cuyas magnitudes está dimensionado (sobrecarga) y un **elemento magnético**, formado por una bobina cuyo núcleo atrae un elemento que abre el circuito al pasar por dicha bobina una corriente de valor definido (cortocircuito)

La Fig. 2.11 muestra el esquema de un PIA clásico [11]:

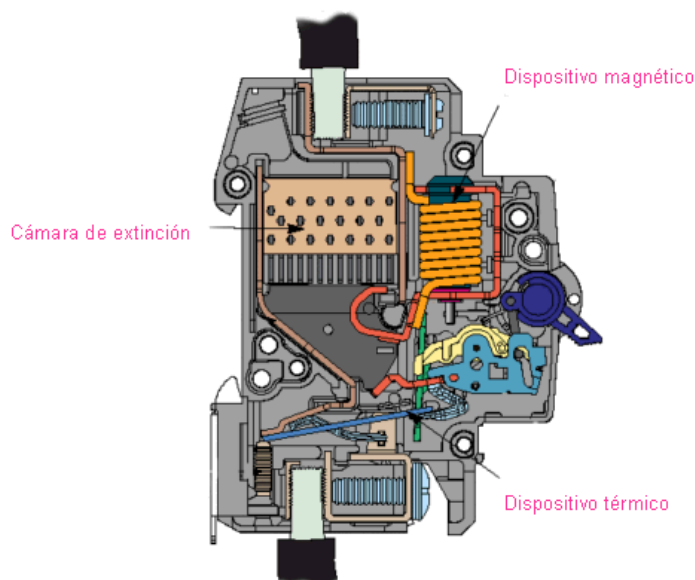


Fig. 2.11. Esquema Interruptor magnetotérmico

### 2.5.1.2 Fusible

El fusible o cortacircuitos es el aparato de conexión que provoca la apertura del circuito en el que está instalado, por fusión, debido al calentamiento de uno o varios elementos destinados a este fin, cortando la corriente cuando ésta pasa de un determinado valor durante un periodo de tiempo.

Este elemento consta de las siguientes partes:

- *Base portafusible*: Es la parte fija del dispositivo y conecta el fusible con la instalación que debe proteger a través de unos bornes de conexión. Contiene también los soportes del cartucho fusible.

- *Cartucho fusible*: Formado por los contactos, cartucho aislante (porcelana o vidrio) con material extintor (con excepción de los que presentan un calibre muy bajo) y elemento fusible. Algunos cartuchos poseen un indicador de fusión, consistentes en un percutor de señalización que sale al exterior del dispositivo cuando este se ha fundido.

El conductor fusible es un hilo metálico redondo o cinta de sección rectangular, que se funde por sobreintensidad, siendo habitualmente de cobre o plata, cada vez en menor uso, debido a los costes.

El funcionamiento del fusible es muy sencillo, cuando circula una corriente por el elemento fusible, éste se calienta debido al efecto Joule elevando así su temperatura. Si la corriente es muy elevada, la temperatura puede llegar a crecer hasta alcanzar la temperatura de fusión del elemento conductor, comenzando a fundirse. El material extintor que rodea al fusible condensa los vapores metálicos producidos en la fusión, facilitando la extinción del arco eléctrico que se forma.

Los fusibles de BT se designan con dos letras, según la zona de corte:

- **(g)** en el caso de que su uso sea general, capaz de cortar todas las intensidades de corriente desde su valor convencional de fusión 1,6 de su intensidad nominal a su poder de corte.
- **(a)** si es de acompañamiento, capaz de cortar intensidades en un rango de 3-4 de la intensidad nominal hasta su poder de corte.

La segunda letra indica el dispositivo o circuito que protegen como se indica en la Tabla 2 5:

Tabla 2 5. Nomenclatura fusibles BT

Letra	Función
<b>G</b>	Uso general: Cables y conductores eléctricos
<b>M</b>	Protección de aparatos de maniobra y mando de motores
<b>R</b>	Protección de circuitos con semiconductores
<b>B</b>	Para ámbitos de minería

La Fig. 2.12 muestra un tipo de fusible denominado de cuchillas que se usa también en instalaciones de MT:



Fig. 2.12. Fusible de cuchillas

### 2.5.1.3 Contactor

Se trata de un aparato de conexión con una sola posición de reposo (habitualmente con contactos principales abiertos). Es accionado a distancia y es capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito, incluidas las sobrecargas en servicio.

Este elemento consta de las siguientes partes:

- Circuito de mando: formado por un electroimán con circuito magnético con una parte fija y otra móvil, con bobina de excitación. Si el circuito de mando está alimentado por corriente alterna, el circuito magnético llevará una espira en cortocircuito llamada “de sombra” que sirve para evitar la vibración que se produce al pasar el flujo magnético alterno por su valor nulo. En la espira, se induce una f.e.m que da como lugar una corriente inducida que crea un flujo desfasado con el electroimán, como consecuencia de esto el flujo resultante nunca será nulo.
- Contactos principales: contactos que permiten el corte o restablecimiento de corriente en el circuito principal. Unos son fijos y otros móviles, sujetos mecánicamente al elemento móvil del electroimán. Poseen gran resistencia mecánica para soportar muchas conexiones y desconexiones, y también alta conductividad, por lo que están habitualmente recubiertos de plata o níquel.
- Contactos auxiliares: Se cierran o abren con el circuito de mando, actuando sobre la bobina del contactor. Los contactos auxiliares, normalmente abiertos, funcionan igual que los contactos principales, cerrando el circuito auxiliar cuando se cierra el circuito principal. Los contactos auxiliares, normalmente cerrados, actúan a la inversa del circuito principal, abriendo el circuito auxiliar cuando el circuito principal se cierra.

Actualmente, se usan autómatas programables para el mando de los cotactores, por lo que cada vez se usan menos los contactos auxiliares. Adicionalmente, el contactor puede llevar un relé térmico para la apertura del circuito.

Existen contactores de AC o DC, y son usados en instalaciones de BT o MT. Si la instalación es de BT, la maniobra de los contactos principales se realiza en aire. Si la instalación, por el contrario es de MT, la maniobra se realiza en SF<sub>6</sub> o en vacío.

El funcionamiento es simple, al conectar a una tensión la bobina del contactor, que está en estado de reposo (manteniendo los contactos principales abiertos mediante muelles), se crea un flujo magnético que atrae la parte móvil del circuito magnético y, como consecuencia, cierra los contactos principales y auxiliares que están normalmente abiertos, abriendo los auxiliares que se encuentran cerrados. Al desconectar la bobina, los muelles vuelven la parte móvil a la posición de reposo.

El contactor permite efectuar gran número de maniobras, mediante el mando eléctrico a distancia, por lo que es usado en el panel de mando de motores en multitud de instalaciones.

La Fig. 2.13 muestra el esquema básico que tiene un contactor de BT:

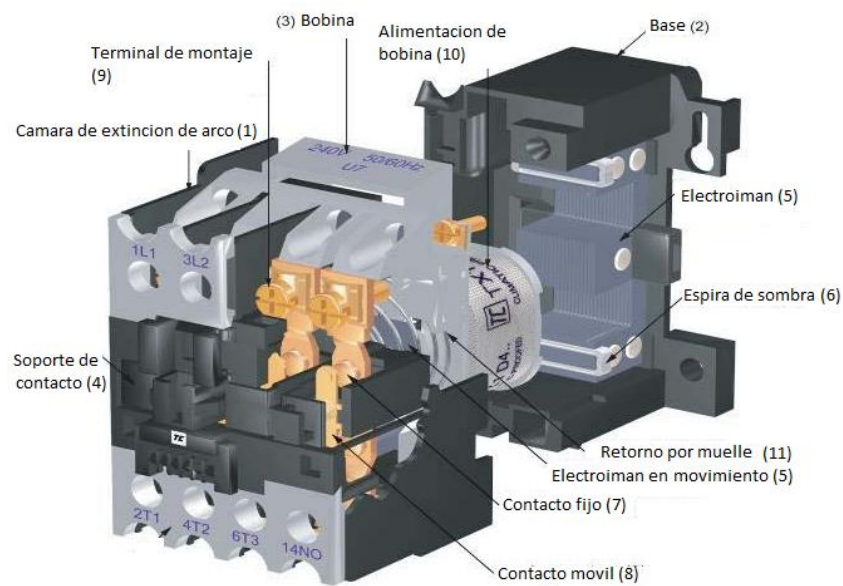


Fig. 2.13. Esquema Contactador BT

### 3. SMART GRID O RED INTELIGENTE.

#### 3.1. Introducción

La definición de red inteligente o Smart Grid depende del lugar del mundo donde se encuentre y se proyecte. En Estados Unidos, por ejemplo, suelen citarse los siguientes atributos como imprescindibles a la hora de definir una Smart Grid [12] y [13]:

- Auto reparación tras perturbaciones eléctricas.
- Posibilidad de participación activa de los consumidores en respuesta a un incremento de la demanda.
- Flexibilidad frente a ataques materiales y cibernéticos.
- Suministro energético de calidad acorde con las necesidades instaladas en la sociedad del siglo XXI.
- Admisión de todas las tecnologías de generación y almacenamiento.
- Optimización del aprovechamiento de activos y ofrecer una alta eficiencia operativa.
- Capacidad para adaptarse a nuevos mercados y productos.

Según un informe de la Comisión Europea [14], una Smart Grid se describe atendiendo a las siguientes características:

- Flexible: Satisface las necesidades de los consumidores y se adapta a los cambios futuros.
- Accesible: permite conectarse a todos los usuarios a la red. Permite el uso de fuentes de GD de origen renovable y la generación local de alta eficiencia libre de gases de efecto invernadero o con emisiones reducidas.
- Económica: proporciona un mejor valor gracias a la innovación, gestión energética eficiente y mejora de la competitividad.
- Fiable: es segura y se garantiza la calidad. Debe estar adaptada a la era digital y como tal debe poder responder a los peligros y ataques propios de los sistemas adaptados a esta era.

Las Smart Grid compensan y controlan automáticamente la energía, además de permitir su uso, a través de diferentes productores, en la cantidad y la forma deseada.

Estas redes reaccionan inteligentemente, permitiendo el abastecimiento automático de energía cuando se necesita, garantizando la comunicación en tiempo real entre el consumidor y el suministrador. Así, se logra un sistema más óptimo y eficiente.

Las Smart Grid se basan en el sistema de integración de la energía: cubren todas las áreas de la cadena energética, distribuyen la generación de la energía, realizan la lectura del contador de manera automática, efectúan de manera autónoma medidas de reducción y control del consumo [15].

En la Fig. 3.1, se puede visualizar la estructura que tendría una Smart Grid conceptual con sus componentes principales [16]:

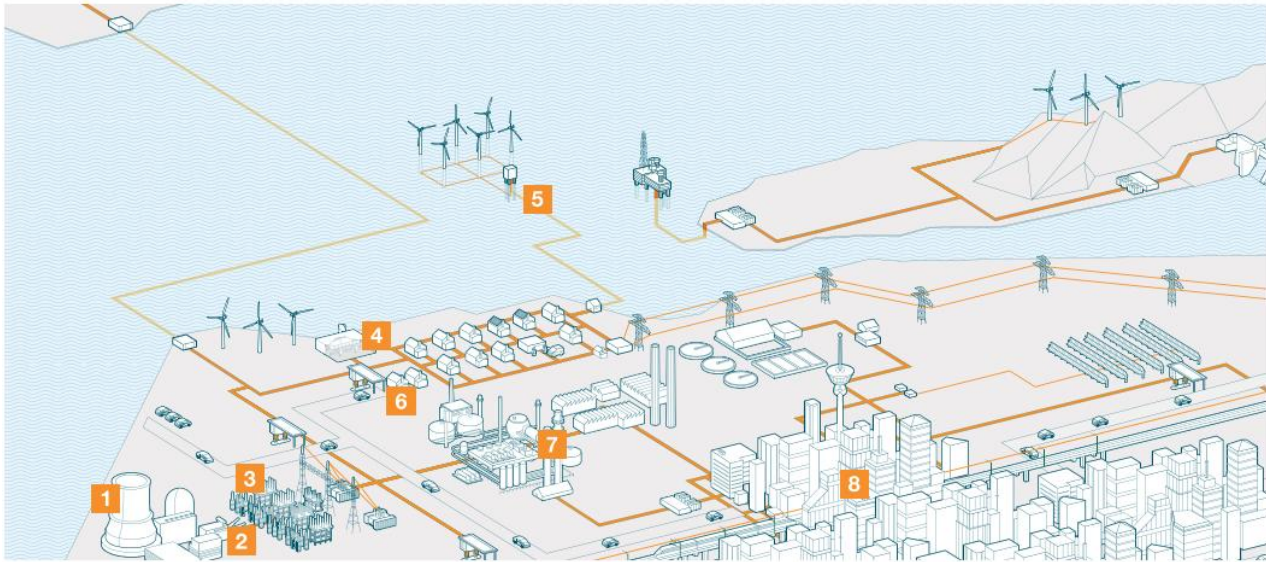


Fig. 3.1. Estructura Smart Grid

- (1) Central generación eléctrica optimizada.
- (2) Gestión de la red.
- (3) Subestaciones automatizadas.
- (4) Sistemas de transmisión de corriente y almacenaje de corriente.
- (5) Sistema de transmisión de corriente continua en alta tensión (HVDC).
- (6) Infraestructura para la integración del coche eléctrico.
- (7) Sistemas de gestión y control energéticos.
- (8) Construcciones activas.

### 3.2. Características de diseño

El diseño del futuro sistema eléctrico debe cumplir cuatro importantes exigencias de la sociedad a nivel global como se muestra en la Fig. 3.2:

- Capacidad
- Fiabilidad
- Eficiencia
- Sostenibilidad

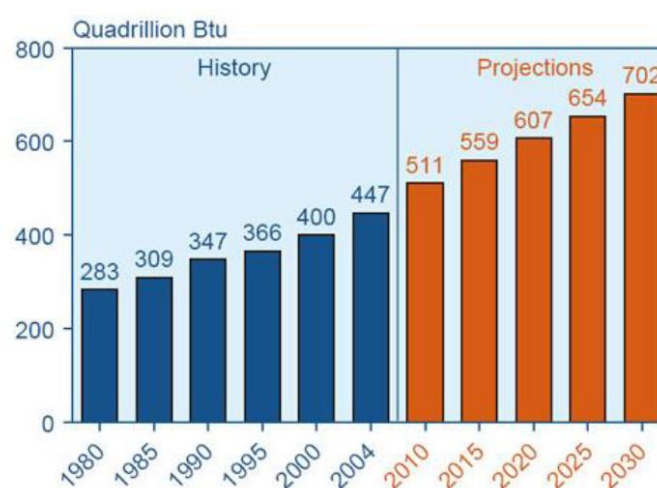


Fig. 3.2. Exigencias constructivas Smart Grid

### 3.2.1. Capacidad

Salvo que intervengan medidas sociales que limiten el crecimiento del consumo energético, se espera que este aumente de una manera sustancial en las siguientes décadas [17]. Países enormemente poblados como India, Brasil, China están siendo rápidamente industrializados, lo que conlleva un aumento en la demanda de combustibles de origen fósiles para alimentar a esa incipiente industria. Esto tiene un efecto sobre el sistema mundial ya que reduce rápidamente las reservas energéticas globales encareciéndolas.

La Fig. 3.3 muestra las proyecciones de aumento de demanda energética que se esperan para el año 2030:

Fig. 3.3. Incremento de la demanda energética mundial<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Btu (British Thermal Unit) =  $3 \times 10^{-4} \text{ kW} \cdot \text{h}$



Si se cumplen las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, durante los próximos 20 años, habrá que añadir una central de 1 GW y la infraestructura de red correspondiente semanalmente para poder cubrir la demanda. Al futuro sistema de red eléctrica inteligente, se le pide que pueda realizar frente a este aumento de una manera eficaz y económica.

### 3.2.2. Fiabilidad

Cuanto mayor sea la cantidad de electricidad transportada, más cerca de su límite de estabilidad se encontrara el sistema. Apagones o cortes de suministro debido a un aumento de demanda resultan cada vez más inaceptables para la sociedad, por este motivo la fiabilidad del sistema se ha convertido en una prioridad para el sistema eléctrico. La dependencia de los interruptores mecánicos, la falta de equipo automatizado, y la imposibilidad de "ver" lo que está pasando en la red, son el origen de estas interrupciones de suministro. Hechos muy graves, como los apagones masivos en cadena, que puedan dejar a un país sin suministro eléctrico, son solo uno de los problemas, el gran número de perturbaciones breves, ocasiona grandes pérdidas económicas. Un estudio reciente publicado en Estados Unidos reveló que los sistemas eléctricos poco fiables cuestan unos 80.000 millones de dólares al año [18].

Un suministro energético más fiable no sólo es beneficioso para la economía sino que aumenta la calidad de vida, influyendo positivamente en el cambio climático. Si un sistema eléctrico maneja de manera segura sus perturbaciones y es capaz de operar estabilizado, necesita menos centrales de reserva y, por lo tanto, menos impacto medioambiental.

### 3.2.3. Eficiencia energética

Estudios de la Agencia Internacional de la Energía indican que, en los próximos 20 años, un uso más eficiente de los recursos energéticos ofrece un potencial para frenar los niveles de CO<sub>2</sub> mayor que el resto de herramientas disponibles [19].

Estos informes indican que de los 119.000 millones de dólares invertidos en energía limpia en el año 2009, sólo 1.800 millones se invirtieron en mejorar la eficiencia de la red eléctrica [20].

La falta de inversión en eficiencia energética, se debe a la desinformación existente en gran parte de la sociedad. Un desembolso importante en equipos de control, como sería el caso, frena a particulares, instituciones públicas, incluso sabiendo que la inversión es amortizable mucho antes del fin de la vida útil de los equipos. La variedad de equipos y la falta de instrucción en este campo complican aún más la situación.

La falta de incentivos al uso de este tipo de equipos supone un obstáculo más en su implantación. Se tiende a pensar que no es necesario invertir en equipos que van a beneficiar más a otros departamentos, como por ejemplo a la compañía productora de la electricidad.

Una Red Inteligente es un sistema eficiente de distribución de electricidad que utiliza la tecnología digital para reducir las pérdidas y mejorar la fiabilidad.

Una característica distintiva de la Red Inteligente es la red de contadores inteligentes (Smart meter) que generalmente van instalados a lo largo de ella, en viviendas, fábricas, estaciones de transporte y fuentes de generación. Estos medidores y controles alimentan constantemente de información los ordenadores para que los operadores puedan observar en tiempo real lo que está sucediendo en toda la red en cualquier momento. En la actualidad, los operadores a veces tienen que esperar la llamada de un consumidor para saber que hay un corte de energía. Este retraso es



ineficiente, perdiendo tiempo y productividad para el negocio de la electricidad y el de los fabricantes.

### 3.2.4. Sostenibilidad

La integración dentro de una Smart Grid de sistemas de generación distribuida como solar, fotovoltaica, undimotriz o geotérmica supone un gran avance a la hora de evitar emisión de CO<sub>2</sub>. Se espera que gracias a una mejora en las tecnologías constructivas, a una mayor eficacia en la conversión y a una rebaja de los costos productivos, aumente la contribución de dichas fuentes a la futura red Smart Grid.

Centrales hidroeléctricas, son una fuente tradicional de generación eléctrica libre de emisión de CO<sub>2</sub>. Generar electricidad de este modo supone un problema que no es solo producirla, sino conectarla a la red. Para transportar la electricidad desde este tipo de centrales hasta los centros de consumo, hay que salvar enormes distancias lo cual supone aumentar los costes de transporte y las pérdidas.

Los generadores eólicos de funcionamiento intermitente plantean un problema distinto, ya que afectan a la estabilidad de la red, así como la necesidad de una tecnología adecuada para conectar los generadores a la red, como por ejemplo, generadores situados en alta mar.

Un almacenamiento de energía supondrá una mejora en la intermitencia de la generación de su suministro y, el uso de tecnologías como el HVDC, una manera de cruzar el mar y transportar elevadas cantidades de energía con pérdidas menores a las ocasionadas por un transporte tradicional.

Respecto al usuario final, un control respecto a la demanda de consumo en tiempo real, provocaría un ajuste adecuado entre la generación y en la creación de una reserva energética.

## 3.3. Redes Inteligentes: Principales desafíos

Según la SDD, documento sobre el desarrollo de las Smart Grid en la Unión Europea, los principales desafíos que mejorarán la eficiencia del uso de la energía y la reducción del consumo del Carbono entre el 2020 y el 2050, así como la reducción de la dependencia con los sistemas de distribución de energía y la seguridad de las líneas son [21] y [22]:

- Asegurar que exista suficiente capacidad de transmisión para interconectar las fuentes de energía, especialmente las renovables.
- Desarrollar conexiones eficientes para el máximo aprovechamiento de la energía eólica marítima (Ej: HVDC).
- Desarrollar arquitecturas descentralizadas, habilitando sistemas de suministro de energía de menor magnitud para operar de manera armoniosa con el sistema completo.
- Crear a infraestructura de comunicación necesaria para lograr la operación de las distintas partes y su manejo en un único mercado.
- Permitir que los consumidores con o sin sus propios generadores, sean capaces de jugar un rol activo en la operación del sistema.
- Permitir la generación, demanda y uso de energía inteligente.
- Integración y optimización del almacenamiento de energía para reducir la demanda que afecta a la capacidad de las redes actuales

- Integración de cargas móviles, como el vehículo eléctrico, para reducir esfuerzos de las redes y que puedan ser usados como recursos.
- Reducción del riesgo de apagones, y en el caso de producirse uno, conseguir una rápida detección y el aislamiento de las posibles perturbaciones que afecten al sistema así como una rápida restauración del servicio.
- Conseguir un crecimiento económico sostenible, asociado a la capacidad de la red mientras se minimiza, en la medida de lo posible, su impacto medioambiental.
- Gestionar y controlar óptimamente el flujo de potencia para reducir la pérdida de potencia y la demanda máxima en los sistemas de transporte y distribución.

### 3.3.1. Funciones de las Smart Grid

Entre las principales funciones que tiene una Smart Grid se encuentran las siguientes:

- Automatización

El manejo de la información en tiempo real, permite la utilización de sensores y controles que permiten detectar y anticipar la caída de alguna parte del sistema, esto permitirá evitar el colapso de los mismos, ya sea reduciendo la carga o redireccionándola a zonas donde sea más necesaria. Con esto, conseguimos un uso más eficiente de los recursos energéticos generados.

En las ciudades, donde las redes son alimentadas utilizando cables bajo tierra, estas pueden ser diseñadas de tal manera que la falla de una parte, no afecte el suministro a los usuarios finales.

- Participación activa de los consumidores en la red de distribución

Smart Grid es un intento de cambiar las costumbres de los usuarios en su consumo, se persigue conseguir como indica este término “democratizar el uso de la energía”, disminuyendo su consumo durante los momentos de pico de uso o bien, pagando los altos precios que implica el privilegio de utilizar la energía en esos periodos de tiempo.

Este sistema ofrece a los consumidores las herramientas necesarias (equipos, informe sobre el comportamiento de la red, operaciones y comunicación) permitiendo que los mismos tengan un mejor control de sus aplicaciones, equipos a través de sistemas inteligentes instalados en hogares y negocios, interconectando los sistemas de manejo eficiente de energía con la red. Las capacidades avanzadas del sistema, equipan al usuario final con las herramientas necesarias para explotar los tiempos, el consumo, la capacidad de la red todo ello en tiempo real, basándose en las señales y los datos emitidos desde las unidades de control de la red principal.

Esta comunicación bidireccional, compensa los esfuerzos del usuario final de ahorro y venta de energía a través de los medidores inteligentes instalados. Habilitando la GD en sus hogares o negocios a través de paneles solares, equipos eólicos u otra modalidad o a través de conexiones para cargar los vehículos eléctricos, las Smart Grid generan una revolución en la industria de la energía permitiendo a pequeños productores o distribuidores de energía, vender los excedentes generados a sus vecinos o a la red. Lo mismo puede ser aplicado a empresas que vendan la energía durante los picos de consumo, mediante sus sistemas de almacenamiento de energía renovable.

- Mejora de la calidad de la energía evitando sobrecostes debido a sobrecargas del sistema de distribución

La integración de fuentes de GD a baja escala, permitirá a hogares, comercios e industrias autogenerar sus necesidades y comercializar el exceso de energía a la red local teniendo en cuenta ciertas limitaciones y el marco regulatorio existente. Esto permite mejorar enormemente la calidad y confiabilidad del sistema, reduciendo los costos de la electricidad a través de un sistema de transporte más reducido, con la consiguiente rebaja de las pérdidas surgidas por este motivo y ofreciendo mayores opciones a los consumidores.

En este punto, se crea uno de los principales atractivos de las Smart Grid: conseguir el apoyo a la red durante los momentos de mayor demanda, evitando la instalación de enormes centrales a mucha distancia de los usuarios finales.

- Aumento de la competitividad del mercado energético

El aumento de las capacidades de transmisión y las formas de generación, implican un cambio en los sistemas de manejo de las redes actuales. Estas mejoras tienen por objeto crear un mercado abierto donde las fuentes de energía alternativas generadas puedan ser fácilmente vendidas a clientes independientemente de donde se encuentren.

La distribución inteligente de las redes permitirá que pequeños productores puedan generar y vender localmente utilizando recursos de generación alternativos como paneles solares, hidrogenadores, etc. propiciando un apoyo a la red como hemos comentado, que conllevara una rebaja de los costes de generación que se verá reflejados en el costo total de la energía para el usuario final.

### 3.4. Componentes de la tecnología de red inteligente

Una Smart Grid consta de tecnologías que se dividen en cuatro categorías, coordinadas entre sí para proporcionar funciones de red inteligente [22].

La Fig. 3.4 muestra las diferentes categorías en las que se podrían encuadrar los equipos que forman parte de una Smart Grid:

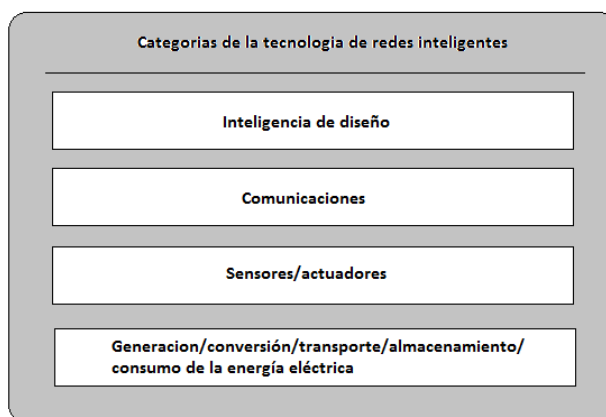


Fig. 3.4. Distribución tecnológica en las Smart Grid

La capa inferior es la que parte funcional de la red, la que permite su funcionamiento y su operatividad. La segunda capa es aquella que permite interactuar y compartir información con el entorno. La capa correspondiente a la comunicación es la que se encarga de relacionar todas las

partes de la red correspondiendo a la última capa la capacidad de decisión para poder denominar a la red de inteligente.

La capa de inteligencia y decisión se compone de todos los programas informáticos que se ejecutan en un relé, un IED, un sistema de automatización de una subestación, un centro de control o de administración.

Estos programas procesan la información procedente de los sensores o se los sistemas de información y se encargan una vez procesadas, de emitir directivas de control o de información para respaldar las decisiones que se toman desde la unidad de control. Estas directivas de control, cuando son ejecutadas por los actuadores, provocan cambios en la capa física para modificar la producción de las centrales eléctricas o flujos en la red.

La Tabla 3 1 muestra un resumen de las aplicaciones que es capaz de ejecutar los elementos que forman parte de la capa de "inteligencia" de una Smart grid:

Tabla 3 1. Aplicaciones capa inteligencia

**Ejemplos de aplicaciones controladas desde la capa de inteligencia**

- Control y programación de microrredes
- Detección de intromisiones y aplicación de contramedidas
- Supervisión, control y protección de grandes áreas
- Supervisión de equipos y diagnosis
- Identificación y alarmas en línea de eventos que sufra el sistema
- Optimización de la energía reactiva
- Supervisión y control de las oscilaciones de potencia
- Detección de la vulnerabilidad al colapso de la tensión
- Equilibrado inteligente de la carga del sistema
- Control de reles de autoarmado
- Gestión de energía del usuario final
- Compensación dinámica de la energía mediante su almacenamiento y mediante el uso de inversores de fuente de tensión

No se puede exagerar la importancia de la inteligencia a la hora de tomar decisiones y del sistema actuador en las Smart Grid, ya que, sin componentes de redes controlables capaces de variar el estado de la red eléctrica a otro más eficiente y fiable, sería muy limitado el valor de todos los datos recogidos y procesados. A medida que más podemos controlar la producción de las centrales eléctricas, el flujo de potencia transmitida por las líneas de transportes, el nivel de consumo eléctrico, más eficiente y fiable conseguiremos hacer a la red eléctrica.

Para que la capa de inteligencia y decisión haga funcionar la red, los datos de los dispositivos conectados a ella deben transmitirse a los controladores, situados en la central de control perteneciente a la compañía eléctrica, donde se emitirán las directivas oportunas con el fin de regular el sistema. De esta parte, se encarga la capa de comunicación, transmitiendo la información de manera segura y rápida a los puntos de la red que necesitan estas directivas de control. La interoperabilidad y la seguridad son elementos cruciales para garantizar una comunicación ubicua entre sistemas y equipos de diferentes medios y tipologías, así como permitir el acoplo de dispositivos plug and play que se configuren autónomamente al conectarse a la red.

### 3.4.1. Dispositivos que integran una Smart Grid

Debido a la difusión reciente del concepto de Smart Grid entre las empresas e instituciones públicas, éstas integrarán soluciones tecnológicas que actualmente están difundidas, así como otras que se encuentran en fase de desarrollo y pruebas. A continuación, se adelantará una posible

solución, y los componentes tecnológicos clave para lograr la conversión de una red convencional en una Smart Grid. Además, se desarrollarán los dispositivos que se podrían introducir en el sistema eléctrico, en todo rango de tensiones, con el fin de transformarlo en Smart Grid.

Una Smart Grid sólo se hará realidad si se dispone de una infraestructura de comunicaciones inteligente que proporcione, en todo momento, control y un conocimiento preciso sobre cualquier punto de la red.

Para poder establecer esta red de datos, el primer paso es identificar qué sistemas se le van a conectar.

#### 3.4.1.1 WAMS

Sistema encargado de recabar información sobre las condiciones de la red en tiempo real en puntos estratégicos. Se encuentra conectado a través de satélites GPS, suministrando los datos necesarios así como la hora exacta de la medición. Se encarga de realizar un análisis detallado de la red con el fin de detectar rápidamente cualquier inestabilidad del sistema. Esta tecnología fue reconocida en 2003, por el Instituto tecnológico de Massachusetts (MIT), como una de las diez tecnologías que pueden cambiar el mundo [23].

Todas las señales de tensión e intensidad de los sistemas eléctricos de AC varían con el tiempo de forma sinusoidal como se muestra en la Fig. 3.5. En una red de gran tamaño con una generación y unas unidades de consumo muy dispersas, la amplitud y la fase de las señales de tensión e intensidad son distintas en lugares diferentes [24].

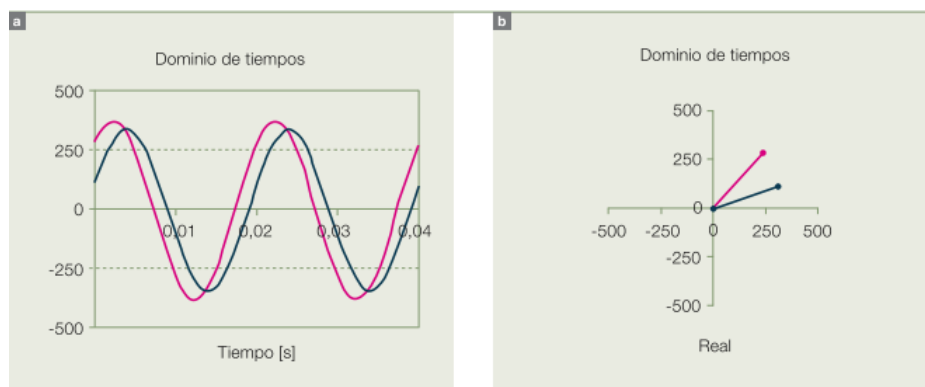


Fig. 3.5. Representación grafica forma de onda de tensión AC en dos puntos distantes del sistema

Las unidades terminales remotas (RTU) clásicas miden la amplitud, pero no registran el correspondiente ángulo de fase. Este ángulo de fase incluye información de valor incalculable sobre el estado de la red y el WAMS recoge estos datos adicionales junto con los valores de tensión e intensidad.

Un sistema WAMS está compuesto por unidades de medición de fasores (PMU), que proporcionan las medidas a los concentradores de datos de fasores (PDC), con indicación del momento en que se han hecho, en los que se realiza el tratamiento de la señal deseada. Apoyado por los datos de archivos históricos, el WAMS informa al operador del sistema de transmisión acerca del estado actual de la red por medio de interfaces hombre-máquina (HMI).

La Fig. 3.6 muestra el esquema que tendría un sistema WAMS integrado en un dispositivo de control con interfaz de usuario:

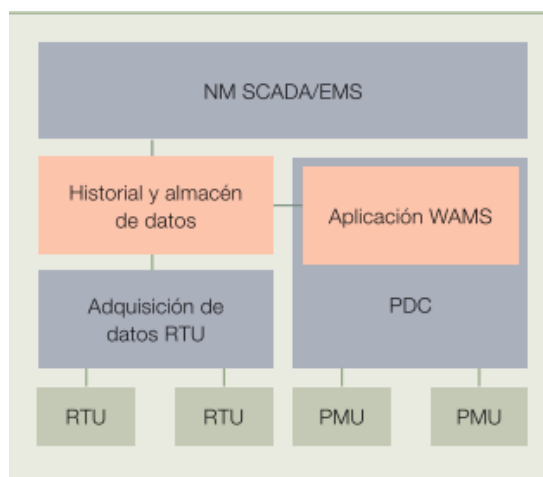


Fig. 3.6. Configuración avanzada sistema WAMS con interfaz usuario

Las unidades PMU son dispositivos IED muy avanzados. Además de medir los valores de frecuencia, tensión e intensidad, la sincronización con GPS les permite medir directamente los desfases de la tensión entre subestaciones equipadas con PMU, lo que permite una rápida evaluación del estado de todo el sistema.

Las PMU transmiten las mediciones de los fasores con velocidades de hasta una vez por ciclo de la frecuencia de la red (por ejemplo, 50 veces por segundo en un sistema de 50 Hz).

Aunque las PMU facilitan en el mismo instante los valores muestreados, por desgracia su llegada al PDC es aleatoria a causa de la naturaleza de la comunicación por Ethernet mediante la cual se encuentran interactuando. Por lo tanto, el PDC ordena las mediciones de fasores entrantes, con su etiqueta de tiempo, antes de procesar las señales posteriores.

En la Fig. 3.7, se explica el diagrama de bloques que compone un sistema PMU, así como los componentes que lo forma:

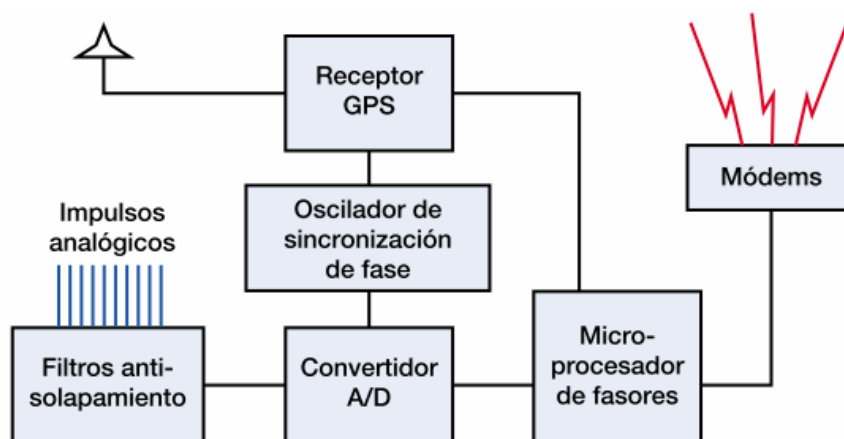


Fig. 3.7. Diagrama de bloques sistema PMU

Es preciso procesar las señales para convertir las enormes cantidades de datos de las PMU en información apta para su presentación directamente a un gestor, o a través del SCADA/EMS, de forma que pueda tomar las medidas oportunas. Estos métodos de procesamiento de señales suelen denominarse aplicaciones WAMS. Los resultados de la aplicación WAMS se presentan en una HMI que suministra a los gestores información crucial y advertencias en tiempo real, ya sea como parte integral del sistema SCADA/DMS, o como WAMS independiente.

Los archivos WAMS proporcionan una información valiosísima durante el análisis posterior al fallo en caso de incidente. Estos datos contienen información que ayuda a explicar la respuesta de todo el sistema de transmisión a una perturbación, proporcionando así una mejor comprensión del comportamiento dinámico del sistema y ayudando también a la calibración de modelos informáticos del sistema.

La Tabla 3 2 muestra los potenciales beneficios que presentan los sistemas WAMS frente a los problemas de integración que podrían suponer [25]:

Tabla 3 2. Beneficios y problemas sistemas WAMS

Situación del área de vigilancia, protección y control de aplicaciones		
Aplicación	Beneficios y enfoque	Costes implementación/deficiencias
<b>Control y supervisión en tiempo real</b>	-Posibilita una temprana detección de los problemas en la red (diferencia de ángulos entre fasores, oscilaciones entre áreas, inestabilidad de tensión...) permitiendo a los operadores evaluar el estrés de la red adoptando el paquete de medidas oportunas.	- Unidades PMU de configuración.  -La actual falta de: herramientas comerciales de calidad, procesos uniformes establecidos en todos los centros de control, entrenamiento y capacitación de los operadores para aplicar protocolos cuando una anomalía es detectada.
<b>Gestión en tiempo real de la capacidad de la red</b>	-Aplicaciones de medidas sincronizadas que hacen que sea posible operar la red de acuerdo a ciertos límites dinámicos reales, no los límites conservadores que se derivan sobre la base de estudios y datos fuera de línea.  -Ofrece una mejor visibilidad de los flujos de carga facilitando una mejor detección de la estabilidad angular, estabilidad de la tensión, oscilaciones de baja frecuencia, y limitaciones térmicas.	-Elevados requerimientos de comunicaciones y procesamiento de gran volumen de datos en tiempo real. Requiere visibilidad del sistema e instrumentos adecuados para comparar las mediciones con las contingencias evaluadas y así poder mantener los márgenes dinámicos elegidos y poder realizar los ajustes necesarios.  -Problema industrial en adoptar la tecnología adecuada, así como los procedimientos y el personal adecuado para llevarlo a cabo.
<b>Análisis de la red después de registrar una perturbación</b>	-Proporciona una rápida solución a los cortes de luz derivados de las perturbaciones grandes en la red.  -Las unidades PMU son una herramienta imprescindible que proporciona un ahorro de tiempo en la solución de problemas en la red (en varios órdenes de magnitud) y en el uso de recursos. -Agiliza el análisis de las perturbaciones que ocurren en la red permitiendo una rápida recuperación del sistema debido a la capacidad de gestión de datos, siendo capaces de manejar un gran volumen de manera eficiente, aumentando la capacidad de almacenamiento y de transmisión.	-Bajo costo de implementación.  -El software de apoyo para ayudar en el análisis de datos aún no ha sido desarrollado por completo.
<b>Comprobación, modelo de sistema, validación y puesta a punto</b>	-Mejora los parámetros del sistema (gracias a los datos proporcionados por los PMU) permiten un cálculo exacto de las acciones de control que se deben realizar. -Permite identificar los errores en el modelado de datos del sistema, así como realizar los modelos de ajuste del sistema de alimentación tanto para aplicaciones online y offline (flujo de potencia, estabilidad, cortocircuitos, evaluación de la seguridad, respuesta en frecuencia, etc.)	-Bajo costo de implementación.  -Es necesario desarrollar un enfoque sistematizado para la validación de modelos basados en la estimación de los datos, así como los métodos que integran las mediciones del estado del sistema.
<b>Restauración del sistema de energía</b>	-Permiten decidir de manera segura la puesta en marcha del servicio, sin arriesgar la estabilidad y fiabilidad del sistema. -Capacidad para medir directamente las condiciones del sistema, por ejemplo, el operador sabe si es factible volver a cerrar la línea de interconexión o volver a conectar la subestación.	-Configuración básica del sistema PMU.  -La barrera está en los procedimientos y directrices para la integración en tiempo real de datos, así como conseguir un operador capacitado y con confianza para esa toma de decisiones (cerrar o reconectar la línea visualizando datos). -Es necesario desarrollar simuladores que valiéndose de la retroalimentación de datos y señales antiguas permitan practicar casos de mediciones reales.



## Situación del área de vigilancia, protección y control de aplicaciones

Aplicación	Beneficios y enfoque	Costes implementación/deficiencias
<b>Monitorización de sobrecargas y evaluación dinámica del sistema</b>	<p>El seguimiento de la impedancia de la línea en tiempo real ayuda a mejorar cualquier aplicación que hace uso de esos datos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Calcular la impedancia de la línea en tiempo real permite averiguar la temperatura media a lo largo del conductor y la carga de la línea en el sistema.</li> <li>-Permite detectar fallos temporales de la red así como resolver fallos permanentes que afectan a la red.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Costo de implementación modesta: Dos unidades PMU entre los extremos de la línea y un sistema de comunicación a un centro procesador de datos.</li> <li>-Tasa de datos lenta, es necesario una marca temporal de los mismos precisa.</li> <li>-Errores en las herramientas de instrumentación pueden ocasionar desviaciones grandes en los resultados finales.</li> </ul>
<b>Control automatizado en tiempo real</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Los principales beneficios de un control automatizado es una prevención automática frente a inestabilidad angular, inestabilidad de la tensión, oscilaciones de baja frecuencia, y limitaciones térmicas.</li> <li>-Permiten un soporte optimizado para la integración en el sistema de FACTS, HVDC etc....</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Un sistema muy rápido y preciso requiere una elevada inversión.</li> </ul>

### 3.4.1.2 Sistemas de control de supervisión y adquisición de datos. SCADA/DMS

Un sistema SCADA, es decir, un sistema de control y adquisición de datos, es un software empleado en todo tipo de aplicaciones orientado a la visualización y el control de procesos, in situ o remotamente.

Esta información capturada puede ser relevante en aplicaciones tales como:

- Monitorizar y gestionar procesos industriales (químicos, producción, etc.) así como gestionar sistemas de distribución y generación energética.
- Control de calidad e procesos, proporcionando datos de la producción usados para realizar ese control.
- Administración de esos datos, pudiendo realizar gracias al sistema SCADA una planificación de la producción.
- Tratamiento de estos datos, pudiendo incorporarlos a una base de datos creada para tal efecto.

Estos sistemas comprenden todas aquellas soluciones de aplicación para referirse a la captura de información de un proceso o planta industrial. Con esta información es posible realizar una serie de análisis o estudios con los que se pueden obtener valiosos indicadores que permitan una retroalimentación sobre un operador o sobre el propio proceso.

Estos programas pretenden mejorar y simplificar la comunicación entre el operador y el proceso a controlar, de modo que no sea necesaria una formación bastante especializada para el manejo de la aplicación.

El proceso es mostrado en la pantalla, representando mediante figuras, planos, fotografías con indicaciones en tiempo real del estado de las diferentes variables del sistema y ofreciendo la posibilidad de actuar a distancia sobre diferentes partes del proceso.

#### 3.4.1.2.1 Funciones Sistema SCADA.

Las dos funciones básicas de un programa SCADA son:

- Adquisición de datos de un proceso a controlar.
- Gestión de esos datos.

Se entiende como adquisición de datos a la habilidad de obtener datos de un proceso y la presentación de manera simplificada de los mismos para su interpretación por un operador.

Un programa SCADA se ejecuta en un ordenador y se comunica con los dispositivos de control (PLC) mediante un sistema de comunicaciones. Este sistema hace de “traductor” entre el lenguaje que usa el PLC y el sistema SCADA.

La comunicación física entre el PLC y el computador del SCADA se realiza mediante el puerto serie o mediante una tarjeta específica de comunicaciones del bus de campo que se utilice en la instalación.

Una vez los datos han sido adquiridos, se pueden procesar por otras aplicaciones software (como hojas de cálculo), esto es lo que entiende como gestión de datos. Esta gestión pretende el análisis a posteriori de eventos, errores en el proceso etc.

#### **3.4.1.2.2 Partes de un sistema SCADA.**

En un sistema SCADA se debe distinguir entre dos términos: Desarrollo de la aplicación y Run-Time.

La parte de desarrollo comprende todas la utilidades que sirven para implementar las pantallas que se usaran en la aplicación (colores, propiedades dinámicas, objetos, gráficos, utilidades...).

El Run-Time es una utilidad que permite hacer funcionar la aplicación desarrollada, y es la que está instalada en el computador y permite visualizar el proceso. Las empresas encargadas de desarrollar sistema SCADA, lo que entregan a sus clientes son las aplicaciones Run-Time los cuales son instalados en los PC-Control.

Un sistema SCADA incluye una señal de entrada y de salida, un hardware, controladores, interfaces, redes, comunicaciones y software.

Las comunicaciones se realizaran entre las diferentes células y el ordenador SCADA mediante una red PROFIBUS.

#### **3.4.1.2.3 Requisitos de un sistema SCADA.**

Un sistema para denominarse SCADA de cumplir una serie de requisitos:

- Deben ser de arquitectura abierta, capaces de adaptarse a nuevas exigencias de la instalación.
- Deben poseer una comunicación sencilla y transparente con el usuario de la planta y con el resto de componentes que formen la instalación.
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware y que posean interfaces amigables para facilitar su uso.

A su vez, un paquete SCADA debe proporcionar las siguientes prestaciones:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, con su correspondiente registro.
- Generación de históricos de planta que puedan ser volcados posteriormente sobre bases de datos creadas para tal efecto.
- Ejecución en tiempo real de programas que modifiquen el control del proceso, llegando incluso a anular órdenes dictadas por el autómatas (por ejemplo una parada generalizada de todo el sistema).
- Posibilidad de usar el sistema para operaciones numéricas.

### 3.4.1.2.4 SCADA/DMS

A medida que los sistemas de distribución se van haciendo más “inteligentes” y más seguros, los centros de operaciones que los controlan también van cambiando para incorporar nuevas funciones que gestionen las redes en evolución. Los sistemas de información utilizados en los centros de control se están racionalizando y comunicando entre ellos para constituir un sistema integrado de vigilancia y gestión.

Los sistemas de control de los centros de operaciones ayudan, no solo a que la red sea más inteligente, sino también a mejorar el apoyo para operaciones, mantenimiento y planificación. Dichos centros de operaciones integrados ayudan a las organizaciones de distribución a alcanzar sus objetivos, a pesar de unas exigencias cada vez mayores. Un factor a la hora de dotar de “inteligencia” a la red es la integración de sistemas y su comunicación.

Un área importante supone la integración del DMS con el sistema SCADA. Las funciones disponibles incluyen la transferencia de estado/puntos analógicos desde SCADA al DMS; envío de comandos de control de supervisión y de cancelación manual desde el sistema DMS al SCADA; y un interfaz de usuario integrado que se ejecuta en la misma consola de operación de PC con acceso único integrado para los usuarios.

La integración de un sistema SCADA/DMS (Network Manager) proporciona al operador un mejor rendimiento del sistema y elimina así la necesidad de utilizar varios sistemas con datos potencialmente distintos. También, incluyen el análisis integrado de la seguridad de las operaciones en subestaciones y circuitos, comprobando si existen en un área etiquetas que afecten a las operaciones en otra, y la gestión simplificada de conexiones y autoridades en un sistema.

La Fig. 3.8 muestra cómo se compone un sistema de control con arquitectura SCADA/DMS:

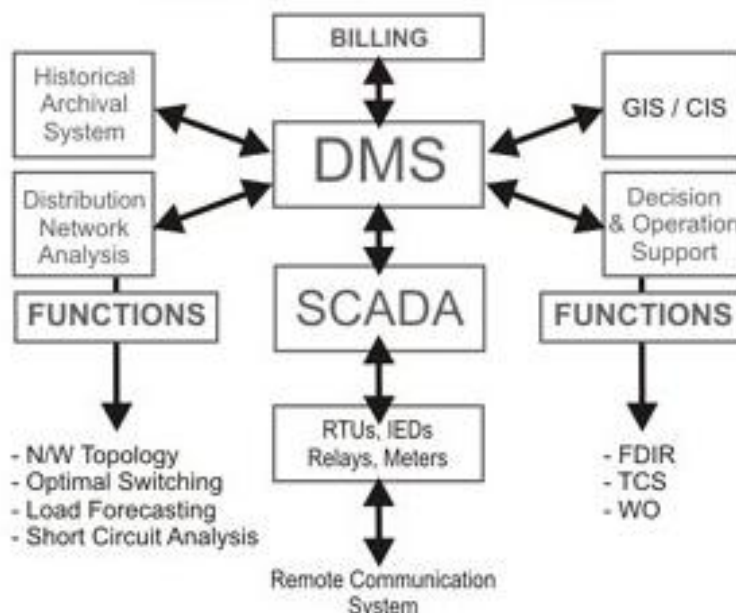


Fig. 3.8. Arquitectura SCADA/DMS

### 3.4.1.3 Contador inteligente o Smart Meter

La medición inteligente es posible gracias al uso de dispositivos o contadores inteligentes. Su implementación se ha visto impulsada gracias a diferentes directrices de regulación aprobadas por diversos organismos nacionales e internacionales tales como.

- La directiva europea 2009/72/CE:

"Los Estados miembros deben fomentar la modernización de las redes de distribución, por ejemplo mediante la introducción de redes inteligentes que se construirán de modo que promuevan la generación descentralizada y la eficiencia energética".

"Los Estados miembros garantizarán la utilización de sistemas de contador inteligente que contribuirán a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad. La aplicación de estos sistemas de medición podrá ser objeto de una evaluación económica de todos los costes y beneficios a largo plazo para el mercado y el consumidor particular, o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable y del plazo viable para su distribución.

Dicha evaluación se realizará a más tardar el 3 de septiembre de 2012".

- El real decreto español R.D. 1110/2007 que establece el mínimo de funciones que debe tener un contador para considerarlo inteligente:
  1. Lectura remota de Potencia activa y reactiva, así como de la potencia máxima.
  2. Control de potencia máxima contratada, a través de un medidor de demanda máxima contratada y un interruptor de control de potencia.
  3. Programación remota de de los parámetros contratados, como la potencia pudiendo quedar automatizado por periodos de seis años.
  4. Integración de interruptor de accionamiento remoto para re energizar o des energizar.
  5. Sincronización de tiempos.
  6. Capacidad de disminuir la demanda de carga en momentos críticos.
  7. Seguridad en el tratamiento de los datos y seguridad de acceso a los mismos.
  8. Alarma ante fallos y registros de eventos con el fin de realizar un control.
  9. Lectura a distancia de los parámetros de calidad del servicio.

La normativa vigente (ITC /3860/2007) obliga en el plazo de 10 años a:

- Los nuevos contadores domésticos instalados, tipo 5  $P \leq 15 \text{ KW}$ , dispongan de discriminación horaria y capacidad de telegestión.
- Acometer un plan de sustitución por fases de los contadores ya instalados (ver Fig. 3.9)
- Implantar la red necesaria para tener configurar un sistema eficaz de telegestión



Fig. 3.9. Plan sustitución equipos medición existentes [26]

Introducir contadores inteligentes en las comunicaciones, hace posible que se produzca una comunicación bidireccional entre los consumidores y la compañía eléctrica que les suministra. De modo que, desde el punto de vista de la compañía, ésta puede organizar mejor sus recursos con el fin de evitar una falta de potencia en cualquier punto de la red, desviando recursos de zonas donde no son necesarias, en un momento puntual, a otras donde hay riesgo de caída del sistema. Desde el punto de vista del consumidor, es posible gestionar su consumo de manera que puede ahorrar dinero adecuándolo a periodos donde la oferta es mayor y, por lo tanto, los costes menores.

La Fig. 3.10 representa un contador inteligente capaz de conectar, en tiempo real, con la compañía suministradora (*sacado de la página de la compañía eléctrica Echelon*):



Fig. 3.10. Contador inteligente Smart Grid

#### 3.4.1.4 Advanced Metering Infrastructure (AMI)

La Infraestructura de Medida Avanzada es una apuesta por incorporar a los consumidores al sistema eléctrico. Está basada en el desarrollo de estándares abiertos los cuales, permitirán a los usuarios emplear la electricidad de forma más eficiente y, al mismo tiempo, proporcionará a las compañías la capacidad de detectar problemas en sus sistemas y gestionar la demanda en tiempo real, con el fin de operar más eficientemente

Al proporcionar información casi en tiempo real a los consumidores, el sistema propiciará un cambio en el modelo tradicional de consumo de energía, bien en respuesta a variaciones instantáneas en el precio (por una sobreproducción no prevista de energía renovable, por ejemplo), debido a incentivos diseñados para promover un menor consumo en horas punta o bien a causa de problemas de fiabilidad transitorios de la red. Los datos llegarán hasta los contadores, termostatos y demás electrodomésticos responsables de la mayor parte del consumo de energía en una vivienda, que adaptarán automáticamente su patrón de funcionamiento en función de una planificación previamente diseñada por el usuario o compañía distribuidora.

Como consecuencia, se producirá un aplanamiento de la demanda, lo que posibilitará una disminución de la capacidad de pico de reserva, con el consiguiente ahorro de costes y reducción de emisiones.

Dentro de esta infraestructura, podemos introducir una serie de dispositivos que se encargan de tratar información en tiempo real o bien realizar acciones de manera "inteligente" dentro del funcionamiento de una Smart Grid como pueden ser:

- Interruptor controlado de manera remota que se encargan, basándose en la comunicación bidireccional de datos, de aislar de manera autónoma una zona donde existe un fallo y de restaurar el servicio de manera rápida y eficaz en caso de interrupción.
- Dispositivo de acceso a la información en el hogar (IHD) que se encarga de proporcionar información en tiempo real al usuario acerca de su consumo energético. Estas pantallas de hogar proporcionan información básica como el coste de la electricidad en tiempo real y la proyectada por hora. A parte, se puede consultar el coste y el consumo en fechas anteriores, temperatura exterior o mediciones de carácter medioambiental como gases efecto invernadero asociado a la generación de electricidad en ese periodo de tiempo.

El manejo de todos estos datos en tiempo real animará a los usuarios a realizar un estudio según sus prioridades, económicas, medioambientales o ambas, a la hora de programar sus consumos energéticos de manera más eficiente.

La Fig. 3.11 muestra un dispositivo IHD para ser integrado en una Smart Grid:



Fig. 3.11. Dispositivo IHD [27]

### 3.4.1.5 Sistema de medición a la salida de subestaciones transformadoras BT

Las compañías eléctricas necesitan registrar la medición de potencia que entregan a la salida de subestaciones de distribución con el fin de controlar el consumo de electricidad. Usando aparatos de precisión a la salida de los transformadores de medida, tales como amperímetros, se puede realizar esta labor de manera satisfactoria.

En las redes eléctricas tradicionales, no existen amperímetros en todos los puntos de la red, están colocados en puntos estratégicos, como subestaciones, centros de transformación y en zonas residenciales. Una conversión a una red inteligente, conlleva un uso masivo de amperímetros insertándolos en cada punto de consumo individual con el fin de controlar todas las corrientes de la red. Esto facilitara prever fallos y aplicar correcciones de manera rápida y eficaz.

### 3.4.1.6 Reconectador inteligente

Un reconectador inteligente se encarga de detectar la presencia de tensión y de corriente a través de un dispositivo. En caso de detectar un fallo del sistema, seleccionará automáticamente la alimentación, minimizando de este modo, las áreas afectadas. Es mejor que un fusible, ya que no es necesario reemplazarlo tras cada actuación, al mantener una distancia de la zona afectada.

El Reconectador Inteligente Automático también permite a los ingenieros monitorear los parámetros de energía de la red y alterarlos automáticamente a través de un sistema SCADA. Estas funciones de automatización reducen el tiempo y costo de viaje o desplazamiento de un ingeniero de campo, desde y hacia el equipo, incrementando la integridad del suministro en la red. También, está provisto de una alta precisión en los parámetros de tiempo, permitiendo minimizar el tiempo de coordinación de protecciones entre equipos. Se pueden configurar distintos grupos de protecciones los cuales permiten automatizar y proteger la red acorde a los distintos escenarios.

### 3.4.1.7 FACTS

Se define como FACTS al sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos y otros basados en electrónica de potencia para mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia [28].

Los sistemas de potencia convencionales, especialmente las líneas de transmisión, se dice que son inflexibles debido a que ofrecen poca o nula posibilidad de control en el flujo de potencia como consecuencia de que los parámetros y la configuración de la red son fijos. Además, la red tiene una respuesta lenta ante contingencias, lo cual dificulta el control del flujo de potencia del sistema en términos de velocidad y versatilidad<sup>3</sup>. Esto se debe a que los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad están primordialmente controlados por elementos mecánicos, que son lentos y requieren mantenimiento continuo debido a que sufren desgaste [29].

Considerando un sistema de potencia simple, como el descrito en Fig. 3.12, es fácil poder sacar las expresiones eléctricas que definen la transferencia de potencia a través de una línea del sistema de transmisión.



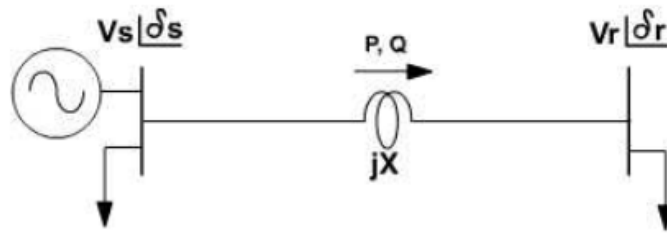


Fig. 3.12. Transferencia de potencia entre dos nodos

La corriente que circula por la línea se puede definir como:

$$I = \frac{\vec{V}_s - \vec{V}_r}{jX} \quad (1) \quad I^* = \frac{(V_s \angle -\delta_s) - (V_r \angle -\delta_r)}{-jX} \quad (2)$$

La transferencia de potencia del nodo a la línea se define por la siguiente expresión:

$$\vec{S}_s = \vec{V}_s \cdot \vec{I}^* = P + jQ \quad (3)$$

Sustituyendo el valor de  $I^*$

$$S_s = \frac{V_s V_r \cdot \sin \delta + j(V_s^2 - V_s V_r \cdot \cos \delta)}{X} \quad \text{siendo } \delta = \delta_s - \delta_r \quad (4)$$

El subíndice  $s$  indica que se trata de potencia inyectada desde el nodo  $s$  al nodo  $r$ , descomponiendo tenemos:

$$P_s = \frac{V_s V_r}{X} \sin \delta \quad Q_s = \frac{V_s^2 - V_s V_r \cos \delta}{X} \quad (5)$$

Observando detenidamente las ecuaciones se puede afirmar que la transmisión de potencia en una línea depende de tres parámetros:

### 1. Magnitud de la tensión en los nodos:

La inyección de una tensión en serie con la línea con un ángulo cualquiera con respecto a la tensión, puede controlar la tensión y la fase de la corriente de la línea. Esta solución puede controlar de manera eficiente el flujo de potencia activa y reactiva en la línea. Requiere la inyección de potencia activa y reactiva en serie con la línea.

### 2. Angulo entre las tensiones en los nodos $\delta$ :

El control del ángulo, mediante un regulador de ángulo de fase por ejemplo, proporciona un método eficaz de controlar el flujo de corriente y a su vez el flujo de potencia activa siempre que el ángulo no sea grande.

### 3. Impedancia de línea:

El control de la impedancia de línea, por ejemplo, usando un compensador en serie con la línea, puede proporcionar un método eficaz para controlar la corriente que circula por ella. Cuando el ángulo no es muy grande, el control de la impedancia proporciona también un control eficaz de la potencia activa.

La característica principal de los controladores FACTS es la capacidad que tienen para modificar los parámetros del sistema, lo que a su vez permite controlar el flujo de potencia como se muestra en la Fig. 3.13.

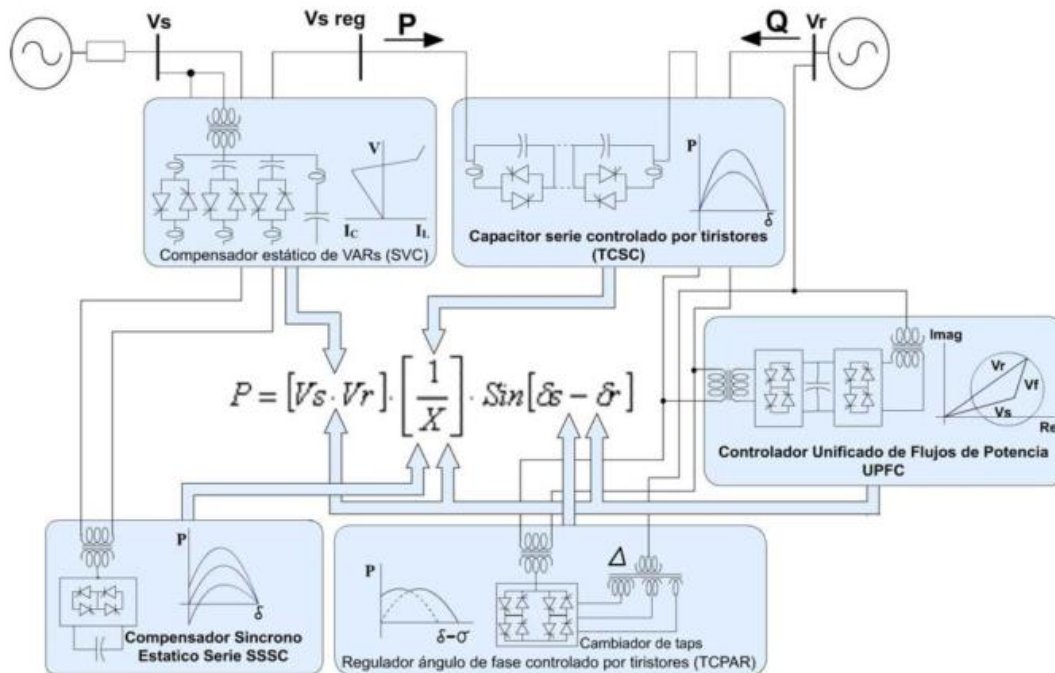


Fig. 3.13. Representación del efecto de los FACTS en la red

#### 3.4.1.7.1 Clasificación

Existen diferentes formas de clasificar los dispositivos FACTS. Una de ellas, es en función de la conexión de los dispositivos en controladores serie, controladores en derivación, controladores serie-serie y controladores serie-derivación [30].

- *Controlador serie:* Puede consistir en una impedancia variable como un condensador, reactor, etc., o una fuente variable basada en electrónica de potencia a frecuencia fundamental. El principio de operación de todos los controladores serie es inyectar una tensión en serie con la línea. Una impedancia variable multiplicada por la corriente que fluye a través de ella representa una tensión serie inyectada a la línea. Mientras la tensión esté en cuadratura con la corriente de línea, el controlador serie sólo aporta o consume potencia reactiva; cualquier otro ángulo de fase representa manejo de potencia activa (Fig. 3.14).

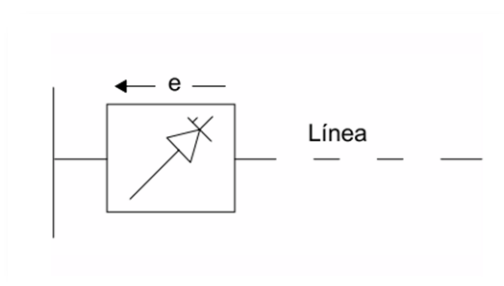


Fig. 3.14. Esquema general controlador serie

- *Controlador en derivación:* Al igual que como sucede con el controlador serie, el controlador en derivación puede consistir de una impedancia variable, fuente variable o una combinación de ambas. El principio de operación de todos los controladores en derivación es inyectar corriente al sistema en el punto de conexión. Una impedancia variable, conectada a la tensión de línea, causa un flujo de corriente variable y de esta manera representa una inyección de corriente a la línea. Mientras que la corriente inyectada esté en cuadratura con la tensión de línea, el controlador en derivación sólo aporta o consume potencia reactiva; cualquier otro ángulo de fase representa manejo de potencia activa (Fig. 3.15).

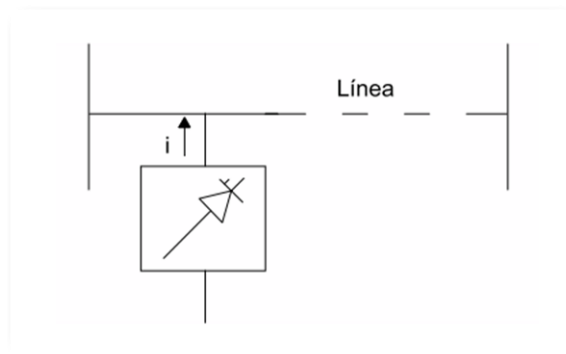


Fig. 3.15. Esquema general controlador derivación

- *Controlador serie-serie:* Este tipo de controlador puede ser una combinación de controladores serie coordinados en un sistema de transmisión multilínea, o puede también ser un controlador unificado en el que los controladores serie proveen compensación reactiva en serie para cada línea, además de transferencia de potencia activa entre líneas a través del enlace de potencia. La capacidad de transferencia de potencia activa que presenta un controlador serie-serie unificado, llamado controlador de flujo de potencia interlínea, hace posible el balance de flujo de potencia activa y reactiva en las líneas y, de esta manera, maximiza el uso de los sistemas de transmisión. En este caso, el término “unificado” significa que las terminales de DC de los convertidores de todos los controladores se conectan para lograr una transferencia de potencia activa entre sí (Fig. 3.16).

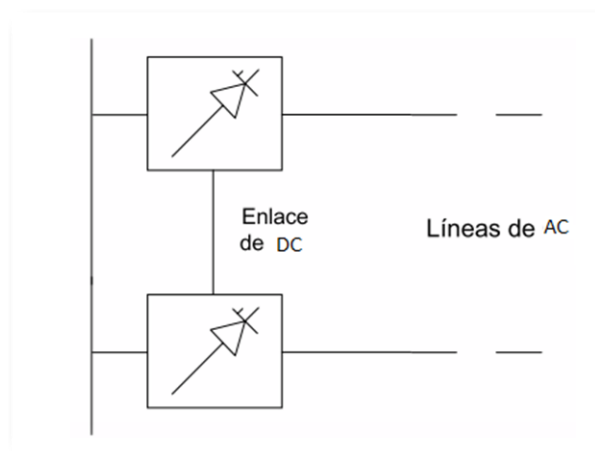


Fig. 3.16. Esquema controlador serie-serie

- **Controlador serie-derivación:** Este dispositivo puede ser una combinación de controladores en derivación y serie separados, controlados de manera coordinada, o un controlador de flujo de potencia unificado con elementos en serie y en derivación. El principio de operación de los controladores serie-derivación es inyectar corriente al sistema a través de la componente en derivación del controlador y una tensión en serie con la línea, utilizando la componente en serie. Cuando los controladores en serie y en derivación son unificados, puede haber un intercambio de potencia activa entre ellos a través de su enlace (Fig. 3.17).

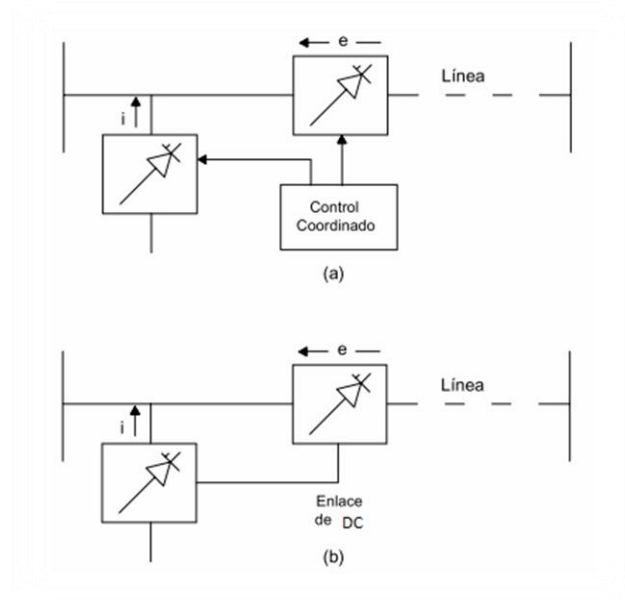


Fig. 3.17. Controladores serie-derivación coordinado y unificado

Los controladores FACTS también pueden clasificarse en dos grupos tomando como referencia la función de sus principales elementos. El primer grupo utiliza elementos reactivos y transformadores cambiadores de tapas controlados por tiristores. Dentro de este grupo se encuentran:

- SVC: Compensador estático de VAR, cuyo esquema unifilar está representado en la siguiente figura (Fig. 3.18):

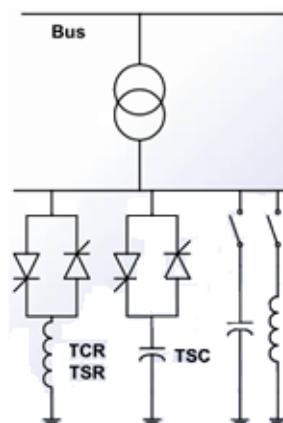


Fig. 3.18. Diagrama unifilar SVC

- TCR: Regulador de tensión controlado por tiristores.
- TCPAR: Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores.
- TSC: Capacitor en serie controlado por tiristores.

El segundo grupo utiliza convertidores de tensión autoconmutados que actúan como fuentes estáticas de tensión síncrono. A este grupo corresponden:

- STATCOM: Compensador estático síncrono, cuyo diagrama unifilar se muestra en la siguiente figura (Fig. 3.19):

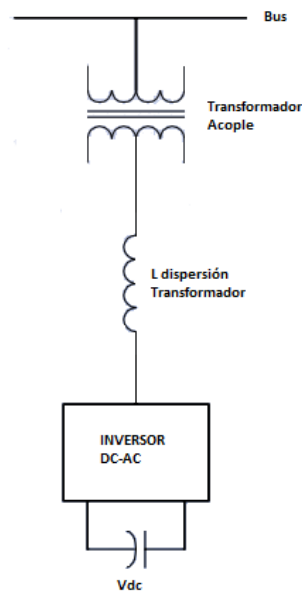


Fig. 3.19. Diagrama unifilar STATCOM

- SSSC: Compensador serie estático síncrono cuyo esquema se muestra en la siguiente figura (Fig. 3.20):

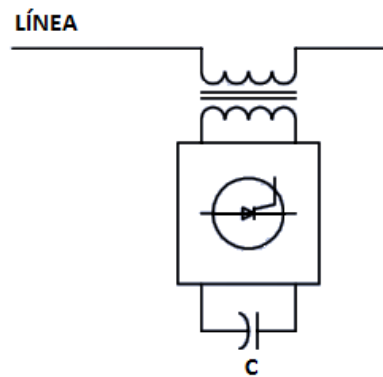


Fig. 3.20. Diagrama unifilar SSSC

- IPFC: Controlador de flujos de potencia interlínea cuyo diagrama unifilar se puede observar la siguiente figura (Fig. 3.21):

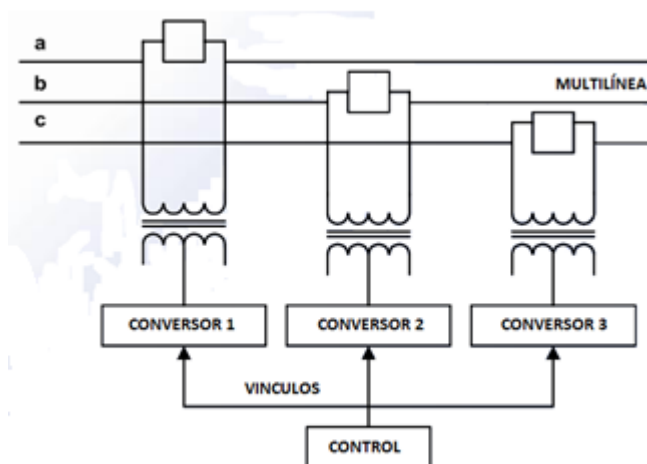


Fig. 3.21. Diagrama unifilar IPFC

- UPFC: Controlador unificado de flujos de potencia cuyo diagrama unifilar se muestra en la siguiente figura (Fig. 3.22):

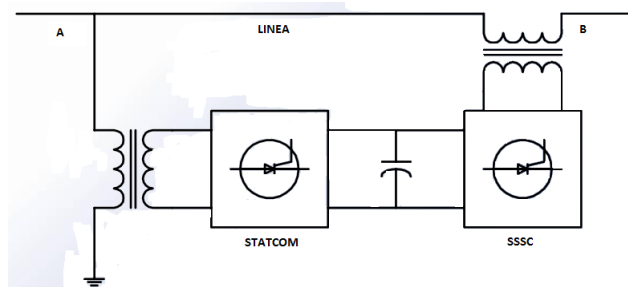


Fig. 3.22. Diagrama unifilar UPFC

En la Tabla 3 3 siguiente se resumen los distintos atributos que poseen los dispositivos FACTS [31]:

Tabla 3 3. Atributos FACTS

Dispositivo FACTS	Atributo de control
<b>Compensador estático síncrono (STATCOM)</b>	Control de potencia reactiva y activa, control tensión, compensación reactivos, amortiguamiento de oscilaciones, estabilización de tensión
<b>Compensador estático con reactivos (SVC, TCR, TSC)</b>	Control de potencia reactiva y activa, control tensión, compensación reactivos, amortiguamiento de oscilaciones, estabilización de tensión, estabilización transitoria y dinámica
<b>Compensador serie estático síncrono (SSSC)</b>	Control de corriente, amortiguamiento de oscilaciones, estabilización transitoria y dinámica, limitación de la corriente de falla
<b>Controlador unificado de flujo de potencia (UPFC)</b>	Control de potencia reactiva y activa, control de tensión, compensación reactivos, estabilización transitoria y dinámica, limitación de la corriente de falla
<b>Controlador de flujo de potencia interlinea (IPFC)</b>	Control potencia reactiva, control de tensión, amortiguamiento oscilaciones, estabilización transitoria y dinámica

#### 3.4.1.7.2 Ventajas

A continuación, se enumeran las principales ventajas que conlleva el uso de dispositivos FACTS:

- permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas.
- se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente.
- incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos.
- amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.
- responden rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real
- proveen una mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras.
- proporcionan seguridad en las conexiones a través de las líneas de enlace entre empresas y regiones vecinas.

Una propiedad única de los FACTS es la gran flexibilidad que presentan en los tres estados operativos del sistema de potencia: pre-falla, falla y post-falla. La capacidad para controlar transitorios y para impactar rápida y significativamente el estado de post-falla, los hace sumamente atractivos.

### 3.4.1.7.3 Funcionamiento operativo

En un sistema eléctrico de potencia, se presentan contingencias entre las que pueden estar la pérdida de generación de carga, de una o varias líneas; una vez que éstas se liberan mediante la operación de interruptores u otros dispositivos de protección, el sistema queda en un estado llamado de post-falla, si éste es aceptable el sistema se dice “seguro”.

La seguridad de un sistema implica tener un margen adecuado de recursos, ya sea de generación, transmisión, etc., para que éste pueda continuar abasteciendo energía después de que ocurre una contingencia, además de que el personal de operaciones pueda controlar elementos ajustables del sistema para garantizar una operación segura ante posibles fallas. Para lograr esto, se deben establecer límites de operación en el estado de pre-falla y, a menudo, en el estado de post-falla. Un sistema que satisface estos límites, es seguro para hacer una transición a un estado aceptable una vez que se ha liberado la falla. La presencia de límites en el estado de post-falla restringe la operación del sistema en estado normal, a menudo, a expensas de los aspectos económicos.

La habilidad que presentan los dispositivos FACTS para controlar transitorios y para afectar rápida y significativamente el estado siguiente inmediato a una falla, con frecuencia, significa que el impacto que tienen las restricciones impuestas a éste en las operaciones del sistema en estado normal se pueden minimizar, dejando así una región de operación de pre-falla mayor para optimizar aspectos económicos. Un sistema, diseñado adecuadamente con un margen de operación suficiente, hace posible satisfacer seguridad y economía durante su operación [33].

Por otro lado, un dispositivo FACTS puede lograr que una línea opere muy cercana a sus límites térmicos. Esto afecta favorablemente el aspecto económico, ya que se evita la construcción de nuevas líneas de transmisión. Además, la energía se puede hacer fluir a través de rutas establecidas, permitiendo así el intercambio de potencia entre diferentes compañías prestadoras de servicio eléctrico así como entre diferentes países. Una de las consecuencias que trae el incremento en la transferencia de potencia a través de una o más líneas del sistema, es que puede conducir a sobrecalentamientos. De esta manera, con el uso extensivo de estos dispositivos, se hará necesario el monitoreo térmico de la red.

Otro de los aspectos que también deben tomarse en cuenta es que los FACTS, así como cualquier otro componente en el sistema, es que introducen modos de oscilación en su comportamiento y se vuelve más complejo de operar. Esto puede conducir a interacciones no deseadas entre equipos. Debido a ello, debe preverse la coordinación de todos los controladores en el sistema incluyendo los dispositivos FACTS, haciendo cada vez más complejo el control del sistema de potencia. Así pues, la inclusión de este tipo de elementos al sistema de potencia ofrece una serie de ventajas en diferentes aspectos como el económico, entre otros, pero también trae consigo complejidades que deben tomarse en cuenta para la operación segura del sistema.

La Tabla 3 4 muestra un resumen de las aplicaciones de los distintos dispositivos FACTS nombrados en el apartado anterior [31]:



Tabla 3 4. Aplicación de FACTS

Caso	Problema	Acción	Solución convencional	FACT empleado
<b>Limite de tensión</b>	Baja tensión con alta demanda	Generar potencia reactiva	Condensador en paralelo o serie	<b>STATCOM,SVC,TSC</b>
	Alta tensión con baja demanda	Suspender generación de potencia reactiva	Conectar un condensador en paralelo	<b>STATCOM,SVC,TSC,</b>
		Absorber potencia reactiva	Conectar condensador o reactor en paralelo	<b>STATCOM, SVC</b>
	Alta tensión tras paro	Absorber potencia reactiva	Añadir un reactor en paralelo	<b>STATCOM,SVC</b>
		Proteger los equipos	Añadir un descargador	<b>SVC</b>
	Baja tensión tras paro	Generar potencia reactiva	Conectar condensador en serie, paralelo o reactor en paralelo	<b>STATCOM,SVC</b>
		Prevenir sobrecargas	Reactor en serie o regulador de ángulo de fase	<b>TCPAR</b>
	Baja tensión y sobrecarga	Generar potencia reactiva y limitar sobrecarga	Combinar dos o más dispositivos	<b>STATCOM,SVC, UPFC...</b>
<b>Limites térmicos</b>	Sobrecarga de línea o transformador	Reducir sobrecarga	Agregar línea o trafo	<b>TCPAR,UPFC</b>
			Agregar reactor en serie	<b>SVC</b>
	Fallo de circuito paralelo	Limitar la carga del circuito	Agregar condensador o reactor en serie	<b>UPFC</b>
<b>Oscilaciones de flujo</b>	Desviación de carga a una línea en paralelo	Ajustar reactancia serie	Agregar condensador o reactor serie	<b>UPFC</b>
		Ajustar ángulo de fase	Agregar regulador ángulo de fase	<b>TCPAR,UPFC</b>
	Distribución post-falla	Reorganizar red o tomar acción de limite térmico	Agregar regulador de ángulo de fase o reactor/condensador serie	<b>SVC,TCPAR,UPFC</b>
	Flujo inverso	Ajustar ángulo de fase	Agregar regulador ángulo de fase	<b>TCPAR,UPFC</b>
<b>Nivel de cortocircuito</b>	Exceso de corriente de falla	Limitar corriente de cortocircuito	Agregar reactor en serie	<b>UPFC</b>
		Cambio del cortocircuito	Agregar nuevo cortocircuitos	
		Reorganizar la red	Nodo auxiliar	
<b>Resonancia subsíncrona</b>	Posible daño en el eje/generador	Mitigar las oscilaciones	Compensación serie	<b>TSC</b>

La Tabla 3 5 y Tabla 3 6, muestra la comparativa entre los diversos dispositivos, así como su rapidez de actuación y el coste estimado de instalación [32]:

Tabla 3 5. Resumen y comparación tecnologías

Dispositivo	Aplicaciones					
	Control tensión	Control flujo carga	Limitación cortocircuito	Estabilidad transitoria	Amortiguamiento oscilaciones	Mitigación desequilibrio tensión
SSSC	•	•••	-	•••	••	-
SVC fijo	•••	•	-	•	••	••
SVC Reubicable	•••	•	-	•	••	••
STATCOM	•••	•	-	•	••	•••
UPFC	•••	•••	••	•••	•••	•••

Tabla 3 6. Resumen costos y desarrollo dispositivos FACTS

Dispositivo	% Pérdidas	Coste €/kVar	Velocidad de respuesta	Nivel de desarrollo
SVC fijo	0.6	50	Rápido (2-3 ciclos)	Tecnología madura
SVC Reubicable	0.6	55	Rápido (2-3 ciclos)	Tecnología madura
STATCOM	1	80-100	Muy rápido (1-2 ciclos)	Completamente desarrollado
UPFC	1.2	170	Muy rápido (1-2 ciclos)	En desarrollo y fase de uso comercial

### 3.4.1.8 Sistemas de GD

Una parte importante para el desarrollo de una Smart Grid es la inclusión como fuentes principales de generación o de apoyo energética sistemas basados en fuentes renovables.

A esta serie de sistemas energéticos de generación, se les denomina Sistemas GD.

Toda la información que aparece en este apartado ha sido obtenida de [34].

#### 3.4.1.8.1 ¿Qué se considera generación distribuida?

En la actualidad, no existe en la literatura una definición exacta y única para el término GD. Diversos autores y organismos nacionales presentan definiciones parecidas pero que difieren en algún aspecto. Presentaremos algunas de ellas:

1. Se entiende por GD como la generación de electricidad conectada a las redes de distribución en vez de a la red nacional de alta tensión. Es una definición muy amplia que no hace referencia a potencias máximas de estos sistemas, sólo lo diferencia por el punto donde se conecta [35].
2. Se considera GD a pequeños generadores eléctricos de 15 a 10000 KW difuminados por el sistema eléctrico y cerca del usuario final ,que pueden ser propiedad del usuario o de una empresa eléctrica, y que pueden funcionar de manera autónoma al tiempo que alimentan a la red y que están conectadas a la red de distribución [36].

A su vez, podríamos introducir el término de generación dispersa para referirnos a unidades de menor potencia (hasta 250Kw) y que se usan para alimentar pequeños negocios o consumos residenciales. Vamos a considerar todo el rango de potencia como GD.

Gráficamente, hemos evolucionado de un sistema tradicional de producción, transporte y distribución (T&D) como se muestra en la Fig. 3.23:

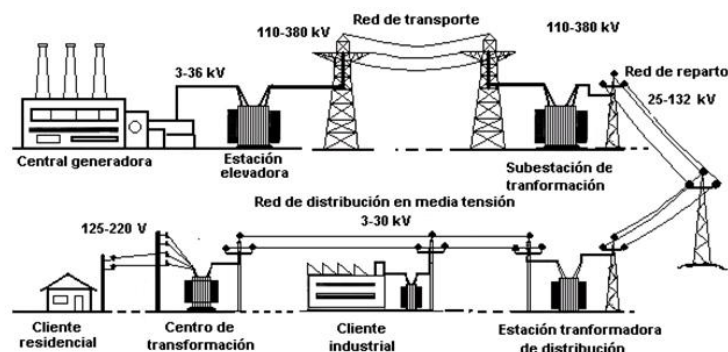


Fig. 3.23. Sistema Eléctrico T&D

A un sistema donde la generación eléctrica está basada en la inclusión de GD como se muestra en la Fig. 3.24:

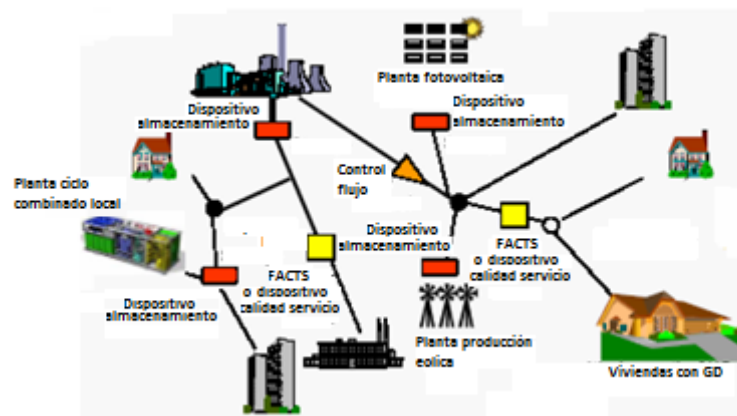


Fig. 3.24. Sistema Eléctrico con GD

Con la aparición de estos nuevos sistemas, se modifica el flujo-grama tradicional del sistema eléctrico quedando como se muestra en la Fig. 3.25:

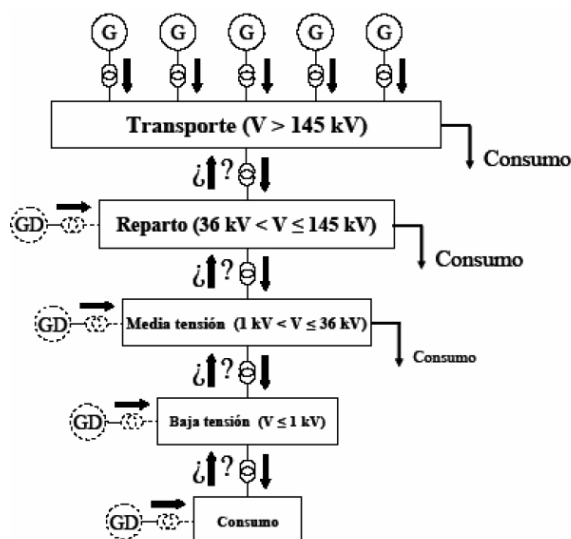


Fig. 3.25. Flujo-grama de un sistema eléctrico donde incide los Sistemas GD

Actualmente, la tecnología más usada para la GD son las turbinas de gas, con potencias que rondan los 100KW y generadores diesel, pero están apareciendo nuevas opciones, con avances tecnológicos significativos. Las micro-turbinas de gas y las pilas de combustible ofrecen un rendimiento fiable y eficiente. Las pilas de combustible requieren un mantenimiento mínimo y pueden ser usadas dentro de los núcleos urbanos ya que son muy silenciosas y limpias. En un futuro próximo, las pilas de combustible avanzadas podrían generar la suficiente energía eléctrica y calor para abastecer las necesidades de una ciudad moderna.

Hoy en día, las pilas de combustible y las micro-turbinas de última generación dependen principalmente de gas natural entubado hasta las ciudades. Pero se está trabajando en otras alternativas como usar metano procedente de la descomposición de los residuos o usar energías renovables para su alimentación.

A continuación, se enumeran las principales características de las tecnologías que se emplean, en mayor medida, en aquellas instalaciones de generación que se conectan a la red de distribución.

### 3.4.1.8.2 Turbinas de gas

Las turbinas de gas son una tecnología que ha conocido un gran desarrollo en la última década gracias sobre todo al sector aeronáutico. Debido a los avances en fiabilidad y eficiencia, esta tecnología constituye una alternativa para los sistemas *GD*.

Las turbinas de gas se basan en el Ciclo de Rankine, que es un ciclo termodinámico en el que se relaciona el consumo de calor con la producción de trabajo como se muestra en la Fig. 3.26:

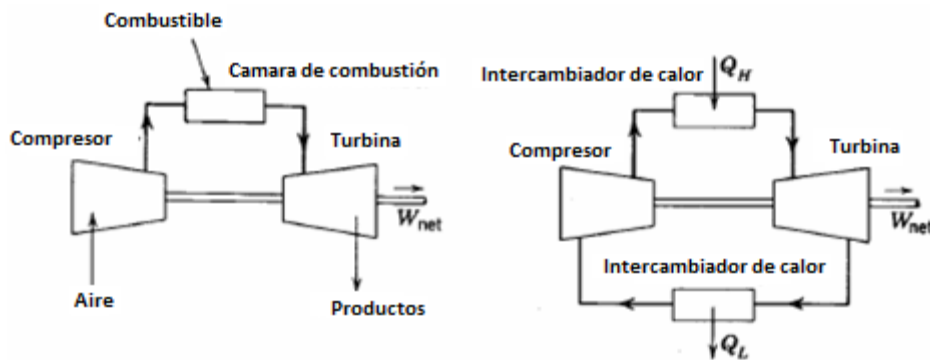


Fig. 3.26. Esquema de funcionamiento de un turbina de gas

El calor que producen las turbinas de gas las hacen una excelente opción para los sistemas de cogeneración. Éstas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que tienen relativamente poca inercia.

Estas características hacen que este tipo de sistemas sean adecuados para alimentar localmente la demanda e incluso para trabajar en modo isla alimentando a la red de distribución. También, son adecuados ya que no tiene problemas con los armónicos y flickers (pequeñas variaciones de tensión).

El mayor inconveniente que presentan es que su eficiencia depende mucho de los factores ambientales donde opera (presión, temperatura y humedad). Por ejemplo, si la temperatura aumenta la potencia generada disminuirá.

La siguiente Tabla 3 7 muestra un resumen de las características [37]:

Tabla 3 7. Características y propiedades de las turbinas de gas

Turbinas			
Característica		Aspectos favorables	
Combustible:	Gas natural y Diesel	Cogeneración	***
Tamaño (MW):	> 1 MW	Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:	25-40%	Func. en isla	***
Emissiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub> 545-700	Seg. demanda	***
	NO <sub>x</sub> 1,8-5	Servicios comp.	***
	SO <sub>2</sub> 0,14-0,18	black start	***
	CO 0,5-4,5	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Tiempo arranque:	10 min-1 h	flicker	***
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,003-0,01	Comentarios: Su eficiencia depende mucho del punto de operación y de factores ambientales como la presión y temperatura. Produce ruido característico de las turbinas. Es una tecnología madura.	
Coste Inversión (€/kW):	350-950		
O&M (cent/kWh):	0,3 – 0,5		
LEC (cent/kWh):	6,4 (4,3-9,8)		
LEC (pts/kWh):	10,7 (7,1-16,3)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

●	: Peor que un ciclo combinado de gas	***	: Muy buena
●	: Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas	**	: Buena
○	: Mejor que un ciclo combinado de gas	♦	: Normal
		♦♦	: Malo
		♦♦♦	: Muy malo

### 3.4.1.8.3 Micro-turbinas de gas

Son turbinas de combustión con potencias en el rango de 20-500 kW. Están constituidas por una turbina, un compresor, un recuperador y un generador habitualmente unidos en un solo eje. Sus principales ventajas son su número reducido de partes móviles minimizando el desgaste y una emisión menor de ruido acústico que las turbinas de mayor tamaño. En su contra, hay que indicar su elevado coste.

Permiten dos modos de funcionamiento:

1º Con recuperador de calor, que permite recuperar parte del calor transferido permitiendo una mejora en el rendimiento de producción eléctrica (30%).

2º Sin recuperador, se usa en aplicaciones de cogeneración donde la utilización del calor residual prima sobre la producción eléctrica: en este modo de funcionamiento, la eficiencia eléctrica baja hasta un 20 % pero el rendimiento total puede llegar a un 80%.

La siguiente Tabla 3 8 muestra un resumen de las características [37]:

Tabla 3 8. Características y propiedades de las micro-turbinas

Micro-turbinas			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	gas natural, propano y Diesel	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	20-500 kW	Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:	20-30	Func. en isla	***
Emissiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub> 590-800	Seg. demanda	***
	NO <sub>x</sub> 0,09-0,64	Servicios comp.	**
	SO <sub>2</sub> despreciable	black start	***
	CO 0,14-0,82	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	♦♦
Tiempo arranque (s):	60	flicker	♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,025-0,065	Comentarios: Esta tecnología tiene poca eficiencia y todavía se encuentra en desarrollo.	
Coste Inversión (€/kW):	700-1.000		
O&M (cent/kWh):	0,5 – 1		
LEC (cent/kWh) <sup>i</sup> :	8,6 (6,0-12,5)		
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	14,3 (10,0-20,7)		

i: Los mejores tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

●	: Peor que un ciclo combinado de gas	***	: Muy buena
●	: Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas	**	: Buena
○	: Mejor que un ciclo combinado de gas	♦	: Normal
		♦♦	: Malo
		♦♦♦	: Muy malo

#### 3.4.1.8.4 Ciclos combinados

Los ciclos combinados integran una o varias turbinas con un ciclo de vapor de agua. El calor recuperado en las turbinas es utilizado dentro del ciclo de vapor aumentando notablemente la eficiencia. Actualmente, esta tecnología sólo se emplea en sistema de GD para cogeneración de dimensiones grandes debido a su alta eficiencia y su bajo coste de instalación y generación.

Se define ciclo combinado al acoplamiento de dos ciclos termodinámicos distintos, uno opera a alta temperatura y el otro a baja temperatura. El calor residual del ciclo de alta temperatura se usa como aporte calorífico para el proceso de baja temperatura. El más usual es un ciclo gas-vapor. Los fluidos empleados son aire y agua debido a su abundancia, reposición y relativo fácil manejo (caso del aire).

Esta tecnología presenta muchas similitudes con las grandes centrales generadoras. No tiene problemas con los armónicos ni flickers, y al igual que éstas, pueden ser programadas y pueden actuar en modo isla.

El siguiente esquema, Fig. 3.27, muestra los dispositivos que forman un ciclo combinado:

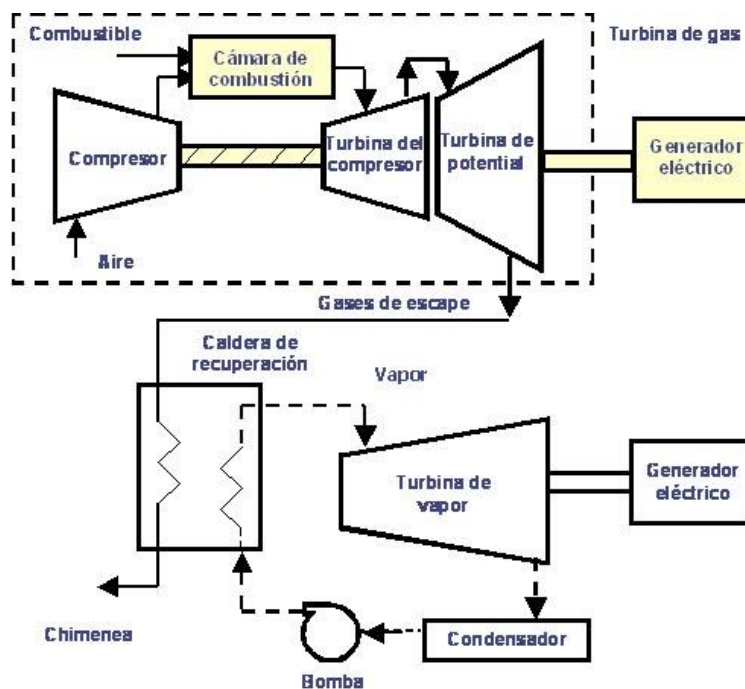


Fig. 3.27. Esquema Ciclo combinado

La Tabla 3 9 muestra un resumen de las características [37]:

Tabla 3 9. Características y propiedades de los ciclos combinados

Ciclos combinados			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Principalmente gas natural.	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	> 20	Despacho	***
Eficiencia %:	40-60	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh) <sup>i</sup> :	CO <sub>2</sub>	Seg. demanda	***
	NO <sub>x</sub>	Servicios comp.	***
	SO <sub>x</sub>	black start	***
	CO	0,02-0,45	Aspectos Desfavorables
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):		flicker	***
Coste Inversión (€/kW):	350-700	Comentarios: Es una tecnología de generación madura.	
O&M (cent/kWh):	0,2-0,5		
LEC (cent/kWh) <sup>ii</sup> :	4,7 (2,9-6,4)		
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	7,8 (4,8-10,6)		

i: No se ha incorporado los símbolos de emisiones ya que esta tecnología es la que se ha considerado como la referencia para comparar las otras tecnologías.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

\*\*\*: Muy buena

\*\* : Buena

♦ : Normal

♦♦ : Malo

♦♦♦ : Muy malo

### 3.4.1.8.5 Motores alternativos o de combustión interna

Son la tecnología más extendida con un amplio rango de potencias. Su principal uso es como apoyo en caso de que en la red se produzca un cero de tensión.

Su principal ventaja es su rápida respuesta. Sin embargo, cuenta con dos inconvenientes: una elevada contaminación acústica y un alto coste de mantenimiento. Se alimenta de gas natural o diesel.

La siguiente Tabla 3 10 muestra un resumen de las características [37]:

Tabla 3 10. Características y propiedades de los motores alternativos

Motores alternativos			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Diesel, Gas natural y fuel oil	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	0,05-5	Despacho	***
Eficiencia (PCT) %:	30-45	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	Seg. demanda	***
	NO <sub>x</sub>	Servicios comp.	***
	SO <sub>x</sub>	black start	***
	CO	0,18-4	Aspectos Desfavorables
Disponibilidad %:	90-95	Armónicos	**
Tiempo arranque (s):	10	Flicker	**
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,003-0,03	Comentarios: Este tipo de tecnología tiene niveles altos de emisiones y de ruido. Es una tecnología madura.	
Coste Inversión (€/kW):	350-550		
O&M (cent/kWh):	1-1,5		
LEC (cent/kWh) <sup>i</sup> :	10,3 (4,7-19,1)		
LEC (pts/kWh) <sup>i</sup> :	17,1 (7,7-31,8)		

i: PCT (Poder Calorífico Inferior). Energía calorífica desprendida en la combustión sin incluir el calor de condensación del vapor de agua generado en la combustión y que se arroja a la atmósfera por el conducto de evacuación de gases.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas

● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas

○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

\*\*\* : Muy buena

\*\* : Buena

♦ : Normal

♦♦ : Malo

♦♦♦ : Muy malo



### 3.4.1.8.6 Eólica

Los sistemas eólicos usan la energía que procede del viento y la transforman en electricidad. Es una tecnología bastante madura alcanzándose eficiencias del 97% en algunos equipos eólicos. La potencia de los aerogeneradores eólicos va en la actualidad desde los 30 Kw hasta los 5MW [38].

La Fig. 3.28 muestra el esquema básico que tiene un aerogenerador eólico:

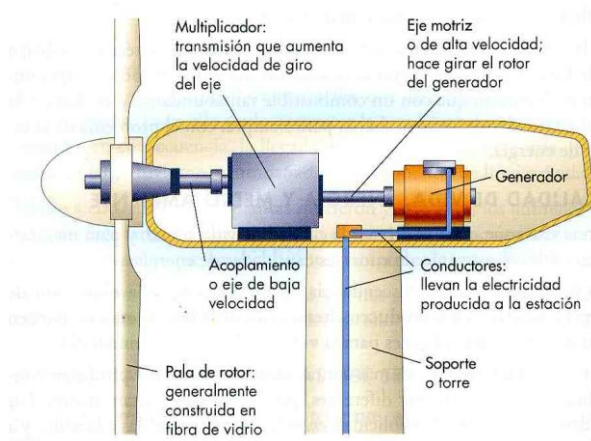


Fig. 3.28. Esquema aerogenerador

La tendencia actual en esta tecnología es usar generadores asíncronos controlados por generadores de pulsos. Esto permite regular la tensión de salida modificando el consumo o generación de potencia reactiva. La principal desventaja de esta tecnología, además de la dificultad de prever la potencia generada, es que el paso de las palas cerca del poste donde está el generador produce el fenómeno de flickers.

La Tabla 3 11 muestra un resumen de las características [37]:

Tabla 3 11. Características y propiedades de los sistema eólicos

Eólica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	viento	Cogeneración	♦♦♦
Tamaño (MW):	> 5	Despacho	♦♦♦
Eficiencia %:	15-30	Func. en isla	♦♦♦
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	Seg. demanda	♦♦♦
	NO <sub>x</sub>	Servicios comp.	♦♦
	SO <sub>2</sub>	black start	♦♦♦
	CO	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	♦♦
Superficie de barrido (m <sup>2</sup> /kW):	1,9-2,6	flicker	♦♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW) <sup>i</sup> :	60-330	Comentarios: Las nuevas tecnologías de generación eólica tratan de minimizar algunos de los aspectos desfavorables. Esta tecnología ha alcanzado un nivel de madurez importante pero todavía se puede desarrollar más.	
Coste Inversión (€/kW):	750-1.500		
O&M (cent/kWh):	1,5-2		
LEC (cent/kWh) <sup>iii</sup> :	5,8 (3,6-8,5)		
LEC (pts/kWh) <sup>iii</sup> :	9,6 (6,0-14,2)		

i: El tamaño se refiere a parques eólicos y no a aerogeneradores individuales.

ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, *et al.*, 2000).

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas
- ◐ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas

- ♦♦♦ : Muy buena
- ♦♦ : Buena
- ♦ : Normal
- ♦♦ : Malo
- ♦♦♦ : Muy malo

### 3.4.1.8.7 Energía solar

Dentro de esta tecnología podemos distinguir dos tipos:

- **Solar PV**

Es la tecnología que convierte la energía solar en electricidad. Posee un rendimiento energético en la actualidad como máximo de un 25%.

Esta tecnología puede funcionar de manera aislada a la red siendo necesario acumuladores y reguladores de carga, conectada a la red mediante un inversor y con ausencia de acumuladores disminuyendo el coste o mediante funcionamiento híbrido con otra tecnología (por ejemplo la eólica).

Es una tecnología con un coste elevado pero sin consumo de combustible. Sus ventajas son que no necesitan mantenimiento específico y que pueden alimentar unidades alejadas de las redes de distribución. Por el contrario, sus desventajas son una elevada presencia de armónicos que introducen a la red si están conectadas a ella y flickers.

La Tabla 3 12 muestra un resumen de las características [37]:

Tabla 3 12. Características y propiedades de la energía PV

Solar Fotovoltaica				
Característica			Aspectos Favorables	
Energía primaria:		radiación solar	Cogeneración	♦♦♦
Tamaño (kW):		1-500	Despacho	♦♦♦
Eficiencia %:		10-20	Func. en isla	♦♦♦
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	0	Seg. demanda	♦♦♦
	NO <sub>x</sub>	0	Servicios comp.	♦♦♦
	SO <sub>x</sub>	0	black start	♦♦♦
	CO	0	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):		1.100-1.500	Armónicos	♦♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):		7,5-20	flicker	♦♦
Coste inversión (€/kW):		5.000-7.000	Comentarios: Algunos de estos aspectos se pueden mejorar si se combinan con sistemas de almacenamiento. Es una tecnología todavía en desarrollo.	
O&M (€/año):		40-50		
LEC (cent/kWh):		37,4 (26,9-51,7)		
LEC (pts/kWh):		62,2 (44,8-86,0)		

! El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas  
 ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas  
 ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

♦♦♦ : Muy buena  
 ♦♦ : Buena  
 ♦ : Normal  
 ♦♦ : Malo  
 ♦♦♦ : Muy malo

La energía PV se emplea en diferentes configuraciones, pudiéndose integrar en sistemas conectados a la red eléctrica suministrando potencia o formando sistemas aislados de la red alimentándolos. A su vez, se puede montar en diferentes superficies integrándose en la estructura del edificio o bien siendo colocados en el terreno. A continuación, se detallará algún ejemplo de centrales solares fotovoltaicas:

- **Sistemas aislados:** Son sistemas que se utilizan para alimentar edificios o estructuras en lugares de difícil acceso de la red o bien por generar nuestra propia electricidad.

A ser posible, se complementa con aerogeneradores eólicos, disminuyendo los costes de la instalación PV y aumentando la autonomía de la instalación ya que contaríamos con otra energía renovable.

Por ejemplo, se pueden usar en refugios de montaña, para alimentar bombas de agua, instalaciones situadas en el campo, sistemas de iluminación y balizamiento en carreteras etc. A continuación, se muestra el esquema que tiene un sistema aislado a la red (Fig. 3.29) así como su integración en una vivienda (Fig. 3.30) [39]:

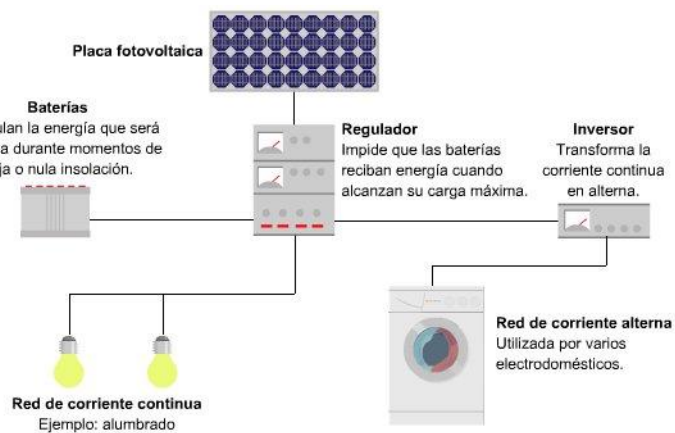


Fig. 3.29. Sistema aislado de red



Fig. 3.30. Esquema sistema aislado integrado en una casa

- **Sistemas conectados a la red:** esta aplicación consiste en generar energía con paneles fotovoltaicos e inyectarla directamente en la red de distribución.

El tamaño de estas centrales puede ir desde los 5 Kw, integrándolas en fachadas y tejados de edificios, hasta plantas de MW de potencia ocupando una gran superficie.

A continuación, se muestra el esquema con sus componentes que posee una central fotovoltaica mostrado en la Fig. 3.31:

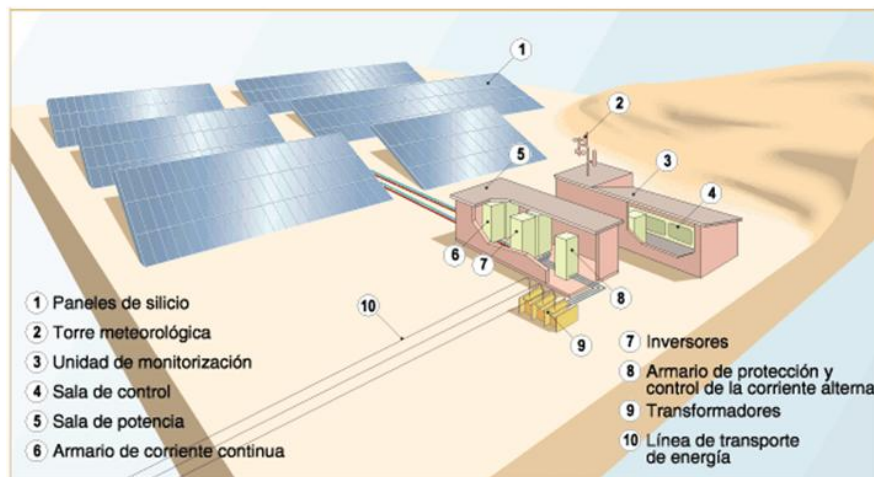


Fig. 3.31. Esquema básico central solar fotovoltaica

- **Energía solar térmica**

Es otro tipo de modo de transformar la energía solar en electricidad. Constituye la principal energía renovable solar en nuestro país en términos de potencia instalada y en previsión de crecimiento a corto y medio plazo.

El concepto básico de esta tecnología es que, mediante el calor producido por la concentración de radiación solar en un punto, se calienta un fluido el cual produce vapor, que es usado en una turbina para producir electricidad. El fluido suele ser sales fundidas ya que permite alcanzar temperaturas mayores durante la operación.

Existen principalmente tres esquemas para conseguir generación eléctrica mediante la energía solar térmica.

- ***Colectores cilíndrico-parabólicos***

Se emplean espejos cilíndrico-parabólicos para concentrar la radiación en un tubo localizado a lo largo del foco del colector. El tubo contiene un líquido que se puede calentar a temperaturas cercanas a 400 °C.

El fluido calentado se lleva a unos intercambiadores de calor para producir vapor y operar la turbina. Normalmente, a estos sistemas se les dota de un sistema capaz de hacer que la planta pueda seguir la trayectoria solar mejorando así su eficiencia. A continuación, se muestra en la Fig. 3.32 un sistema cilíndrico-parabólico integrado en una central solar térmica [40]:

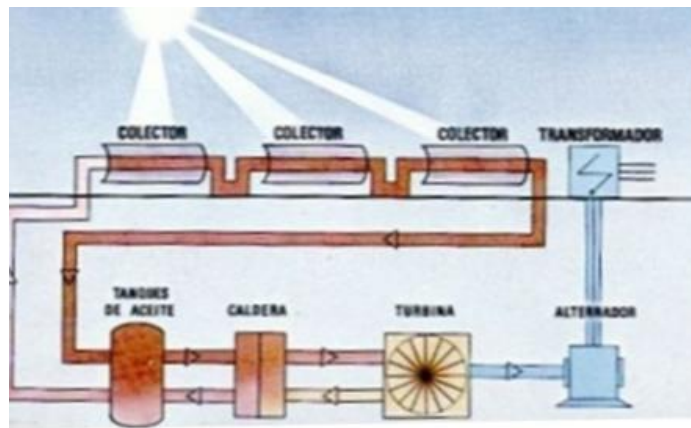


Fig. 3.32. Sistema cilíndrico-parabólico.

- **Torre central o helióstatos**

En este sistema, se emplean una gran cantidad de espejos planos denominados helióstatos, para concentrar la radiación solar en un receptor central localizado en la parte superior de una torre.

Para el almacenamiento del líquido, se suele usar dos tanques, en uno el líquido se almacena a unos  $300^{\circ}\text{C}$  y se bombea al receptor central donde aumenta su temperatura debido a la radiación solar que proyectan los paneles exteriores. De ahí, se bombea al otro tanque donde se almacena para su posterior producción de vapor. A continuación, en la Fig. 3.33 se muestra un esquema general de una central solar termina con torre central [40].

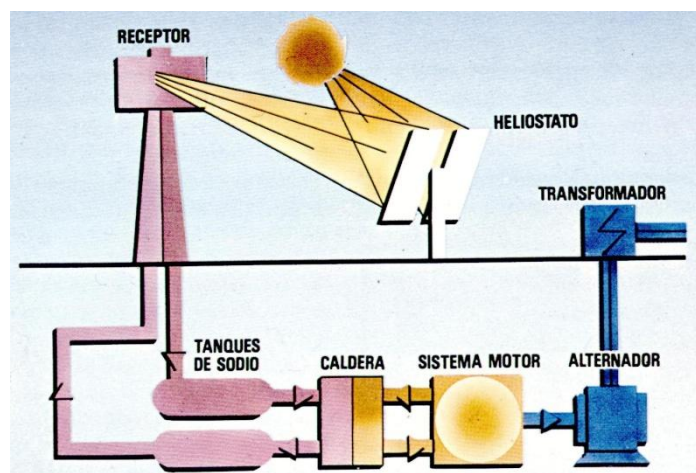


Fig. 3.33. Esquema central solar con helióstatos.

A continuación, en la siguiente Tabla 3 13 se muestra un resumen de las características [37]:

Tabla 3 13. Características y propiedades energía solar térmica

Solar Térmica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	radiación solar	Cogeneración	♦♦
Tamaño (MW):	5-100	Despacho	♦♦
Eficiencia %:	10-20	Func. en isla	♦♦
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	Seg. Demanda	♦♦
	NO <sub>x</sub>	Servicios comp.	♦♦
	SO <sub>x</sub>	black start	♦
	CO	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	♦♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	7,5-15	flicker	♦♦
Coste Inversión (€/kW):	2.500-3.800	Comentarios: Es una tecnología todavía en fase de experimentación. Requiere grandes extensiones de terreno para instalar los espejos.	
O&M (cent/kWh):	2		
LEC (cent/kWh):	13,2 (9,6-17,7)		
LEC (pts/kWh):	22,0 (16,0-29,5)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas
- ◐ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas
- ♦♦♦ : Muy buena
- ♦♦ : Buena
- ♦ : Normal
- ♦♦ : Malo
- ♦♦♦ : Muy malo

### 3.4.1.8.8 Pilas de combustible

Son dispositivos capaces de transformar reacciones químicas en electricidad. Se basan en una reacción en la a partir de Oxígeno e Hidrogeno se puede conseguir agua, calor y electricidad. Su funcionamiento es similar al de una pila convencional con dos electrodos y un electrolito de conducción de iones. Al ánodo llega el combustible, el hidrogeno, donde pierde un electrón. El ion  $H^+$  inicia su migración por el electrolito hasta el cátodo donde se combina con el oxígeno para formar agua y en una reacción exotérmica generar a su vez calor.

Presenta una elevada eficiencia energética (35-50%), no son contaminantes y permiten una gran seguridad en el suministro. La pila puede funcionar de manera ininterrumpida debido a que el combustible que usa se introduce desde el exterior. A continuación, en la siguiente Fig. 3.34, se muestra un esquema de funcionamiento de una pila de combustible.

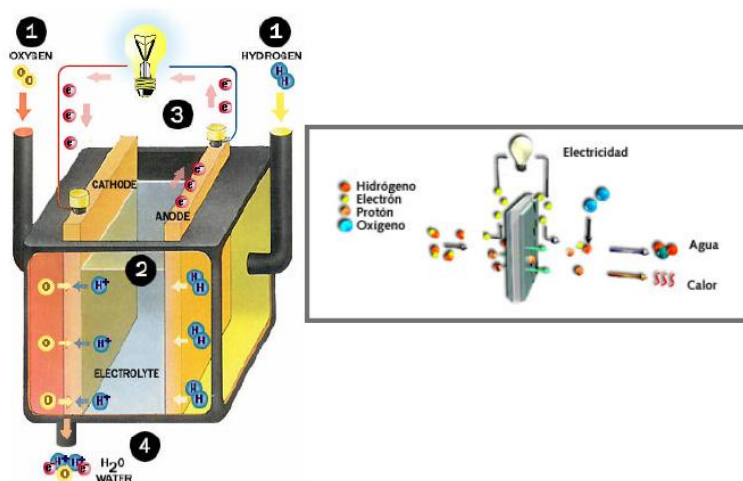


Fig. 3.34. Esquema funcionamiento pila de combustible

Hoy en día el coste de una célula comercial sigue siendo elevado (hasta 3500 €/Kw), por lo que serán económicamente viables a medida que la producción de hidrogeno sea más eficiente. En la siguiente Tabla 3 14 se puede observar las características más importantes [37]:



Tabla 3 14. Características y propiedades de pila combustible

Pilas de Combustible				
Característica			Aspectos Favorables	
Combustible:	hidrógeno, gas natural, propano		Cogeneración	*** <sup>i</sup>
Tamaño (MW):	20 kW-2 MW		Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:	30-50		Func. en isla	**
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	360-630 ●	Seg. demanda	**
	NO <sub>x</sub>	< a 0,023 ○	Servicios comp.	♦♦
	SO <sub>2</sub>	0 ○	black start	♦♦
	CO	0.005-0.055 ●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	superior al 95		Armónicos	♦♦ <sup>ii</sup>
Tiempo arranque:	3-48 h		flicker	♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,06-0,11		Comentarios: Es la más limpia, silenciosa y eficiente de todas las tecnologías de GD no renovable. Es una tecnología en desarrollo.	
Coste Inversión (€/kW):	1.600-3.500			
O&M (cent/kWh):	1,5-2			
LEC (cent/kWh) <sup>iii</sup> :	8,5 (6,0-12,1)			
LEC (pts/kWh) <sup>iii</sup> :	14,2 (10,0-20,1)			

i: Depende del tipo de pila de combustible.

ii: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&amp;M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas  
 ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas  
 ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

- \*\*\* : Muy buena  
 \*\* : Buena  
 ♦ : Normal  
 ♦♦ : Malo  
 \*\*\* : Muy malo

### 3.4.1.8.9 Ventajas e inconvenientes de la GD.

#### Ventajas

- Rendimiento*

Los rendimientos de las tecnologías de GD son muy elevados hasta un 50% en generación de electricidad frente al 20-25% de las centrales tradicionales. La cogeneración, es decir, la combinación de producción energética en forma de calor junto con la producción eléctrica puede llegar a dar valores de rendimientos aun más elevados, hasta un 80%, solo habría que acercar las centrales de GD a los centros industriales o urbanos que precisasen además producción en forma de calor.

- Costes e infraestructuras*

La GD reduce las costosas obras de transporte de energía y distribución minimizando las pérdidas de la red. Además, al estar la producción centralizada con una mínima red de transporte reduce su vulnerabilidad frente a accidentes o ataques que pudieran ocasionar el corte del suministro durante un periodo largo de tiempo.

Está formado por pequeñas unidades modulares e independientes que simplifican la ingeniería y permiten ampliar la capacidad del sistema GD, sin necesidad de levantar una nueva central para aumentar la potencia, confiriéndole una alta adaptación al sitio de instalación.

- Calidad*

Aumento de la calidad de la energía suministrada y del servicio, ya que, el uso de estos sistemas, reduce considerablemente las interrupciones y el índice de fallos.

Estas son las tres principales ventajas de cara al usuario.

De cara al suministrador las principales ventajas son: reducción de pérdidas y aumento de eficiencia, posible ampliación de mercados a zonas remotas de difícil acceso para líneas tradicionales de distribución, libera de carga al sistema, es posible realizar un mejor control de la potencia reactiva generada y consumida, con estos sistemas es posible regular la tensión.

#### Inconvenientes

Las principales desventajas que tienen estos sistemas son:

- *Alteración en la red*

Los desequilibrios que producen en la red eléctrica como consecuencia de los armónicos que producen (centrales PV).

- *Coste*

El elevado coste de alguno de los sistemas para el bajo rendimiento que ofrecen, siendo implantadas únicamente por incentivos fiscales (centrales PV).

- *Impacto*

Impacto medioambiental elevado en muchos casos (centrales eólicas) y contaminación acústica (motores de combustión).

- *Tecnología aún por desarrollar.*

Se trata, en algunos casos, de energías como la energía solar, de una tecnología moderna con mucho campo aún de mejora y de desarrollo, con el fin de conseguir unos rendimientos mejores que los que se tienen en la actualidad

- *Infraestructuras*

Suministro de combustible, en caso de necesitarlo, complicado. Puede ser un factor muy importante de encarecimiento final, suponiendo hasta 25% del coste.

#### **3.4.1.9 Sistema transmisión DC en alta tensión. HVDC**

Este sistema de transmisión de energía se usa para interconectar dos sistemas eléctricos, como pueden ser un generador de GD con la red de transporte donde se inyecta. Tiene una función de "cortafuegos" entre los dos sistemas donde se integra impidiendo que se propaguen las perturbaciones al conjunto de la red eléctrica. Un enlace HVDC puede controlar perfectamente la transmisión, pero no sobrecarga ni propaga corrientes de fallo.

Este sistema contribuye al modelo de red futura de múltiples maneras [41]:

- *Flexibilidad:* se presta a la respuesta rápida a cambios operativos y necesidades de los clientes.
- *Accesibilidad:* es accesible a todas las fuentes de energía, incluida la de carácter renovable y local.
- *Fiabilidad:* garantiza la calidad de suministro y la capacidad de recuperación ante las incertidumbres y los riesgos que afectan a la producción de energía de origen renovable.



- *Economía*: proporciona una gestión más eficiente de los recursos energéticos y la capacidad de adaptarse a los nuevos reglamentos.

#### 3.4.1.9.1 Características fundamentales

En una transmisión HVDC, la energía eléctrica se toma desde una red alterna trifásica, se transforma en continua en una estación convertidora, se transmite al punto de recepción mediante un cable o línea aérea y finalmente se vuelve a transformar en alterna en otra estación convertidora y se inyecta en la red receptora de AC. A continuación, en la Fig. 3.35 se muestra el esquema de conexión que tiene un sistema HVDC:

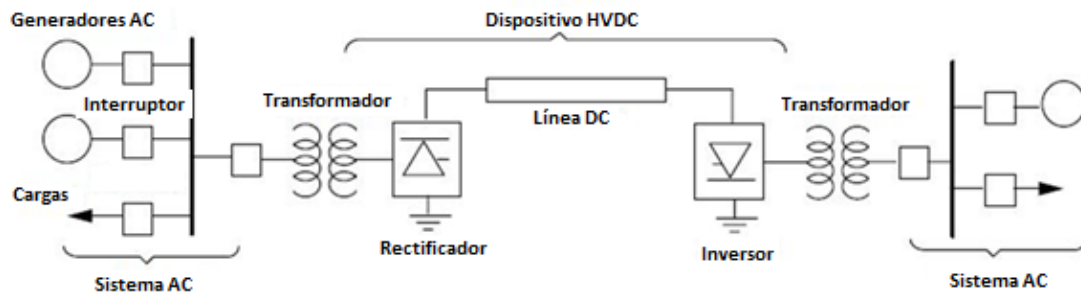


Fig. 3.35. Esquema Conexión sistema HVDC

Puesto que el proceso de conversión está totalmente controlado, la energía transmitida no está regida por impedancias o ángulos de desfase, como es el caso con la corriente alterna. En el sistema clásico HVDC, la conversión AC/DC se realiza con válvulas de tiristores. Por lo general, la potencia nominal de un sistema de transmisión HVDC es superior a 100 MW; muchos de estos sistemas están en el rango de 1.000–3.000 MW.

En un sistema HVDC, el flujo de energía se controla de forma rápida y precisa. Tanto el nivel de potencia como la dirección son determinados por sistemas de control. Esto da más libertad de distribución y mejora el rendimiento y la eficiencia de las redes AC conectadas.

Existe otra variante de sistema HVDC que se diferencia del clásico en el uso de cables de transporte subterráneos.

Resulta particularmente adecuada para aplicaciones de transmisión de energía eléctrica a pequeña escala (actualmente hasta 550 MW) y amplía el rango de la transmisión HVDC económica hasta varias decenas de MW. En este tipo de HVDC, las válvulas IGBT no sólo llevan a cabo la conversión CA/CC, sino que también proporcionan ventajas adicionales y más flexibilidad.

En términos técnicos la tecnología HVDC admite:

- Control de flujo de carga
- Apoyo de energía reactiva
- Control de tensión
- Control de oscilaciones de potencia
- Compensación del parpadeo
- Calidad de tensión

- Manipulación de cargas asimétricas
- Manipulación de cargas volátiles

#### 3.4.1.9.2 Aplicaciones HVDC

El sistema HVDC clásico se usa frecuentemente para interconectar sistemas eléctricos separados donde no es posible utilizar conexiones tradicionales de corriente alterna: por ejemplo, en interfaces de sistemas de 50/60 Hz o cuando se requiere un control de frecuencia independiente de las redes separadas.

Tales conexiones se realizan a veces como sistemas ‘adosados’, es decir, el rectificador (estación convertidora de AC a DC) y el inversor (estación convertidora de DC a AC) están situados en la misma instalación.

Muchas transmisiones HVDC de larga distancia (> 600 km) conectan instalaciones generadoras (grandes centrales hidroeléctricas y térmicas) con puntos óptimos de inyección en la red.

Las transmisiones HVDC por cable son principalmente de tipo submarino (> 50 km) y con frecuencia enlazan sistemas eléctricos asíncronos.

### 3.5. Resumen de la tecnología Smart Grid

La Tabla 3 15 proporciona un resumen general acerca de la tecnología empleada en la implementación de una Smart Grid [42]:

Tabla 3 15. Tecnología Smart Grid

Tecnología	Resumen	Equipos/Innovaciones/Mejoras
Comunicaciones integradas	Control en tiempo real, intercambio de información y datos para mejorar la fiabilidad del sistema, mejora de la seguridad	Subestación automatizada, respuesta a la demanda, distribución automatizada, SCADA, sistemas de gestión energética, redes inalámbricas de comunicación, fibra óptica, comunicaciones en la línea de transporte.
Detección y medición	Evaluación de la congestión y de la estabilidad de la red, monitorización de la salud de los equipos, prevención de pérdida de energía, y control del soporte estratégico para el funcionamiento de la red	Procesadores avanzados de medición, sistemas de medición en tiempo real, WAMS, DLR para identificar la capacidad de conducción de la línea, medición y análisis electromagnético de la red, medición de uso y fijación de tarifas en tiempo real, cables e interruptores avanzados.
Contador inteligente	En una Smart Grid se reemplazan los medidores analógicos por medidores digitales que puedan realizar la medición en tiempo real	Proporcionan una línea de comunicación que se extiende desde las plantas generadoras a las tomas eléctricas así como a otros dispositivos habilitados dentro de la red.
PMU	Sensores de alta velocidad de procesamiento, distribuidos a lo largo de toda la red que son usados para realizar mediciones de la calidad de la potencia pudiendo responder automáticamente en caso de degradación de la misma	Un gran número de unidades de gestión y la capacidad de comparar las lecturas de corriente alterna en todas partes de la red, sugiere que los sistemas automatizados serán capaces de revolucionar la gestión de sistemas de energía respondiendo a las condiciones del sistema de una manera rápida y dinámica
	El sistema de vigilancia de aéreas extensas (WAMS) es una red de unidades PMU que es capaz de realizar mediciones en tiempo real de un área regional o nacional	Es capaz de contener apagones y reducirlos a áreas concretas y mucho más pequeñas que la zona que se encarga de supervisar
Componentes avanzados	Innovaciones en superconductividad, tolerancia a fallos, almacenamiento, electrónica de potencia, y componentes de diagnóstico	Flexibilidad en los dispositivos de transmisión de AC, sistemas HVDC, primera y segunda generación de cables superconductores, cable superconductor a elevada temperatura, sistemas de generación distribuida y equipos de almacenamiento de energía, conductores compuestos
Controles avanzados	Un sistema de potencia automatizado permite un diagnóstico rápido y la aplicación de soluciones precisas a las interrupciones o cortes de la red	Herramientas analíticas (computadoras de elevado procesamiento de datos), y aplicaciones para la operativa (SCADA, subestaciones automatizadas, respuesta a la demanda etc. )
Mejora en el interfaz y apoyo a las decisiones	Sistemas de información que reducen la complejidad para que los operadores y los administradores posean las herramientas para operar con eficacia y eficiencia una red con un número creciente de variables	Equipos de visualización que reducen la gran cantidad de datos con los que operar, análisis de condiciones futuras de la red,

Los sistemas Smart Grid se presentan como una oportunidad para tres mercados primarios:

- **Infraestructura avanzada de medición** situada al final de la red y tecnología de información que mejora la capacidad de los servicios públicos y de los consumidores para poder controlar el consumo energético.
- **Respuesta a la demanda** es un proceso en el que los clientes finales pueden cambiar los patrones normales de consumo en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad o el exceso de demanda en la red.
- **Transmisión y distribución energética avanzada** incluye nuevas tecnologías que mejoran el rendimiento, fiabilidad, seguridad y gestión de la electricidad en la transmisión (desde la fuente de generación a la subestación) y distribución (desde la subestación al consumidos final).

A continuación, en la Tabla 3 16, se muestra un resumen de las soluciones que aporta la implantación de un sistema Smart Grid en lugar de la red convencional:

Tabla 3 16. Soluciones al problema de las redes convencionales

Solución	Problema	Tecnología Smart Grid
Sistemas inteligentes / materiales	Primitivos, sistemas unidireccionales de gestión energética que resultan ineficaces	<i>Infraestructura avanzada de medición:</i> - dos caminos de comunicación - tarificación en tiempo real <i>Transmisión y distribución avanzadas:</i> - Superconductores a elevada temperatura (HTS)
Optimización del almacenamientos y eficiencia	La curva de carga no está maximizada durante los periodos de mínima demanda	<i>Infraestructura avanzada de medición:</i> - Integración del coche eléctrico en el sistema <i>Respuesta a la demanda:</i> - Programas de gestión energética - Mercados capacitados
Seguridad	Vulnerables a apagones y sobrecargas	<i>Transmisión y distribución avanzadas:</i> - Súper redes - Limitadores ante la falta de corriente <i>Infraestructura avanzada de medición:</i> - Generación distribuida integrada para diversificar el origen - Uso de SCADA para visualizar rápidamente posibles fallos
Estabilidad	Disminución de la estabilidad y fiabilidad debido al crecimiento demográfico y el envejecimiento de la infraestructura	<i>Transmisión y distribución avanzadas:</i> - Integración de equipos FACTS
Estándares de operación	Normas nacionales y protocolos de operación distintos	<i>Infraestructura avanzada de medición:</i> - Protocolo de internet (IP) . tecnología de red e interfaz de usuario
Sinergia	Escasos vínculos entre redes regionales y muchos sistemas incompatibles	<i>Transmisión y distribución avanzadas:</i> - Interconexión regional - Cableado estructural (backbone)
Sostenibilidad	Huella excesiva por el uso del carbón	<i>Transmisión y distribución avanzadas:</i> - Uso de energías renovables para la generación

### 3.5.1. Barreras actuales implementación Smart Grid

La implantación del concepto Smart Grid cuenta con diversas barreras. Estas dificultades ralentizan los tiempos de implementación de las soluciones tecnológicas necesarias para transformar completamente el sector eléctrico.

Podemos dividir las barreras atendiendo a su naturaleza en:

- **Barreras tecnológicas**

La implantación de estas tecnologías necesita todavía un mayor desarrollo tanto técnico como de las infraestructuras; así como una revisión de la normativa existente que permita su implantación.

No todas las tecnologías relacionadas con las Smart Grids están en plena madurez, (por ejemplo, algunos componentes de la red avanzada todavía están en desarrollo, las tecnologías de almacenamiento siguen siendo muy caras, etc.) por lo que el coste sigue siendo muy elevado.

Otras tecnologías con un grado de desarrollo mayor, por ejemplo el coche eléctrico, presentan el inconveniente de conocer el impacto que tendrían sobre el comportamiento de la red, antes de lanzarlo a escala comercial. Por este motivo las infraestructuras de recarga están en fase de prueba en las ciudades, siendo minoritarias en este momento. La tecnología existente de las baterías del vehículo eléctrico (EV), tiene aplicaciones limitadas en el sector de vehículos comerciales, ya que los requisitos de rendimiento son muy altos si la comparación se realiza con vehículos de combustible fósil.

Falta de infraestructuras adecuadas para una alta penetración de generación renovable. Existen dificultades para el control y supervisión cuando el porcentaje de la generación distribuida es alto.

Por estos motivos se hace necesario la de creación de más proyectos "de prueba" sobre el terreno, de tamaño suficiente, ya que es la única forma de medir los beneficios frente a las dificultades de la conversión.

- **Barreras económicas**

Partiendo de unos costes de arranque elevados, se hace necesario, la creación de consorcios/joint ventures entre las entidades públicas y privadas para pasar de proyectos pilotos a proyectos comerciales.

Las empresas del sector energético todavía no comparten un entendimiento común sobre los costos y beneficios de las diferentes aplicaciones de la eficiencia energética. El concepto de beneficio cortoplacista frente a inversión hace que la posibilidad de obtenerlos, en un periodo de tiempo largo, no seduzca a las empresas distribuidoras.

Para producir y alentar a las empresas, se necesitaría un nuevo marco reglamentario por parte del Estado (por ejemplo, las implementaciones que dependen de la fijación de precios flexibles).

- **Barreras sociales**

Existe un desconocimiento por parte de los ciudadanos de las ventajas de las iniciativas "smart".

Smart Grid tiene una baja percepción de valor para el consumidor en relación con los costos; es decir, la mayoría de los consumidores no ven la necesidad o deseo de pagar por los equipos. Sin embargo, la optimización de los consumos tiene mayor valor para el usuario final, el cual percibe la mejora de las operaciones de red (facturas de electricidad). Incentivando por parte del Estado y las compañías eléctricas a los consumidores, se podría lograr mejorar la voluntad de estos en su participación en los proyectos pilotos que requieren la instalación de dispositivos de prueba en sus hogares, pymes, industrias etc.

Aun así, existe una gran preocupación en torno a la seguridad y la protección de datos, debido en parte al detalle y volumen de la información que estará disponible sobre cada consumidor y que puede generar graves perjuicios si se usa de manera inadecuada. En este punto se hace inevitable una reglamentación clara para evitar este uso indebido, y dar seguridad al cliente.

- **Barreras institucionales**

La integración de requisitos urbanísticos avanzados que permitan integrar capacidades inteligentes en las infraestructuras de servicios en general dentro de las ciudades.

Los marcos regulatorios no reflejan los potenciales beneficios económicos de las aplicaciones de red inteligente y actividades de Smart City, lo que provoca que la industria no tenga incentivos suficientes para la recuperación de la inversión.

Falta por definir una estrategia europea coordinada en el campo de las Smart Grid, y unificar los esfuerzos de coordinación entre las numerosas iniciativas y estudios comenzados en este campo

A su vez, la falta de una tarificación eléctrica por franja horaria hace que el uso de medidas para la gestión del consumo de la demanda sea aún poco atractivo.

## 4. REGULACION TENSION-POTENCIA REACTIVA EN LA RED ELECTRICA

### 4.1. Introducción

Para una operación eficiente y confiable de los sistemas de potencia, el control de la tensión y la potencia reactiva debe satisfacer los siguientes objetivos [43]:

- La tensión en los terminales de todos los equipos en el sistema estarán dentro de límites aceptables. Tanto los equipos de la empresa eléctrica como del consumidor son diseñados para operar a una cierta tensión nominal. La operación prolongada de los equipos a tensiones fuera de rango pueden causar efectos adversos en su desempeño y posiblemente causar el deterioro o destrucción del mismo.
- La estabilidad del sistema es aumentada para maximizar la utilización del sistema de transmisión. El control de la potencia reactiva y la tensión tienen un impacto significativo en la estabilidad del sistema.
- El flujo de potencia reactiva es minimizado para reducir las pérdidas provocadas por efecto Joule ( $I^2R$  y  $XI^2$ ) sobre las líneas a un mínimo práctico. Esto asegura que el sistema de transmisión opera eficientemente, principalmente para la transferencia de potencia reactiva.

La energía reactiva se consume en líneas sometidas a carga. Cuando se produce una avería en un sistema eléctrico como, por ejemplo, un cortocircuito, la línea afectada se desconecta y las demás líneas recogen el flujo de energía. En consecuencia se consume una mayor cantidad de energía reactiva. Si se ve limitado el suministro de energía reactiva, el aumento de carga en la línea provocará una caída de tensión en el sistema.

Mantener la tensión dentro de los límites requeridos resulta una tarea complicada por el hecho de que el sistema de potencia aporta a un vasto número de cargas, las cuales son alimentadas desde varias unidades de generación. Como las cargas varían, los requerimientos de potencia reactiva variarán también. Debido a que la potencia reactiva no puede ser transmitida por grandes distancias, el control de la tensión ha de ser efectuado mediante el uso de dispositivos especiales ubicados por el sistema. Este, en contraste con el control de la frecuencia el cual depende del balance completo de la potencia activa en el sistema, depende de la correcta selección y coordinación de equipos para control de potencia reactiva y tensión.

A continuación, se muestran los elementos que se encargan de producir o consumir la energía reactiva dentro del sistema eléctrico:

- *Generadores síncronos*: Dependiendo de su estado de excitación pueden actuar generando potencia reactiva o bien absorbiéndola. Si son sobrecitados producen potencia reactiva mientras que si son subexcitados la absorben. Normalmente los generadores síncronos poseen reguladores automáticos que controlan de forma continua la tensión en el punto de conexión.
- *Líneas aéreas*: En función de su carga, pueden absorber potencia reactiva o ser generadoras de ella. Como norma general, si las líneas están cargadas suelen absorber generando cuando se encuentran descargadas.
- *Cable subterráneo*: Debido a su elevada capacidad generan potencia reactiva en toda condición.



- *Transformadores*: Siempre consumen potencia reactiva independientemente de su carga. Cuando están sin carga, la operación se realiza por la reactancia de magnetización y cargados por la reactancia serie.
- *Cargas*: Normalmente, absorben potencia reactiva, aunque dependen de su naturaleza. Lámparas incandescentes, sistemas de calefacción son resistivos mientras que motores de inducción y sistemas fluorescentes son de carácter inductivo. Debido a su aporte en reactiva, las compañías eléctricas penalizan el uso de dispositivos inductivos por lo que en sector industrial su uso se compensa mediante batería de condensadores.
- *Dispositivos de compensación*: Se usan para absorber o suplir la falta de potencia reactiva y de este modo poder controlar de la manera deseada el balance de potencia activa.

## 4.2. Métodos de control de tensión

Los principales métodos usados para controlar el nivel de tensión en el sistema son los dispositivos denominados fuentes y sumideros de potencia reactiva entre los que se encuentran los siguientes:

1. Condensadores y reactancias dispuestas en paralelo
2. Condensadores y reactancias dispuestas en serie
3. Compensadores síncronos (STATCOM)
4. Compensadores estáticos (SVC)

Otros dispositivos que pueden ser usados para controlar el nivel de tensión son: transformadores reguladores, tales como transformadores con cambiador de toma y generadores síncronos.

Debido a su importancia actual, dentro de los sistemas de transmisión de energía se explicará más detalladamente el funcionamiento del STATCOM y SVC.

### 4.2.1. Reactancias y condensadores en paralelo

Este sistema es el más económico y sencillo de usar a la hora de inyectar o consumir potencia reactiva en el nudo donde van conectados. Dependiendo del tramo horario se usa uno de los dos dispositivos. Normalmente en horas punta donde el consumo es mayor y las tensiones más bajas, se conectan los condensadores mientras que en horas valle con un nivel de tensión mayor y una sobrecarga de línea menor se conecta por el contrario las reactancias.

Constructivamente, una reactancia es similar a un transformador, con un solo devanado por fase en un núcleo de hierro con entrehierro, sumergido todo en aceite pudiendo ser monofásico o trifásicos.

En la Fig. 4.1 se muestra el esquema de una reactancia conectada a un sistema de distribución.

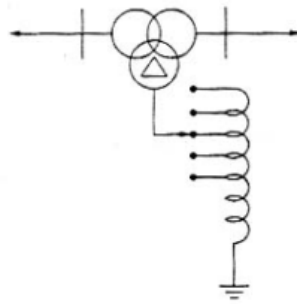


Fig. 4.1. Reactancia con derivaciones

Los controladores en paralelo son dispositivos que mediante la inyección de corriente reactiva, permiten controlar la tensión de un nodo, independientemente de las líneas conectadas a él.

Así, su principio de operación consiste en suministrar potencia reactiva a la línea, buscando de esta manera aumentar la transferencia de potencia activa mediante una mejora del factor de potencia, manteniendo los valores de tensión dentro de unos rangos de seguridad bajo condiciones de carga extremas.

Para un análisis de la compensación en paralelo tendremos en cuenta el diagrama unifilar mostrado en la Fig. 4.2:

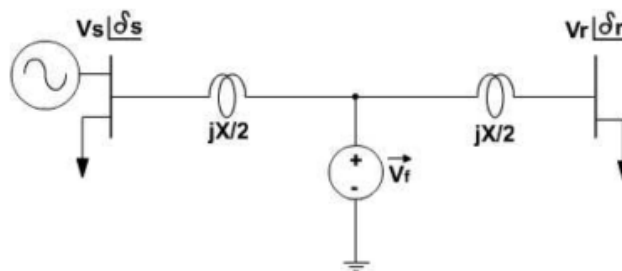


Fig. 4.2. Diagrama unifilar dispositivo compensación paralelo

Considerando que el compensador paralelo inyecta al sistema una corriente tal que las tensiones de los extremos sean igual a la tensión del nodo central  $|V_f| = |V_r| = |V_s| = V$

Realizando un análisis similar al realizado en el apartado 3.2.7.4, obtenemos las expresiones de potencia activa y reactiva en el nudo que representa al sistema.

$$P_{COMP}^S = \frac{2V^2}{X} \sin \frac{\delta}{2} \quad (6) \quad Q_{COMP}^S = \frac{4V^2}{X} (1 - \cos \frac{\delta}{2}) \quad (7)$$

Observando estas expresiones nos damos cuenta que la compensación paralelo es capaz de incrementar el nivel de potencia en la línea donde están conectadas [44].

Los condensadores en paralelo son muy frecuentes, tanto en la red de transporte como en líneas de distribución. En la red de transporte, se encuentran repartidos con el fin de minimizar las pérdidas y las diferencias de tensión. En las líneas de distribución, se usan para compensar el factor de potencia de las cargas y para controlar el perfil de tensiones. El principal inconveniente de los condensadores es que su generación de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la

tensión, por lo que su capacidad de aportar potencia reactiva disminuye cuando las tensiones son muy bajas, precisamente cuando es más necesaria.

Actualmente, el uso de condensadores en paralelo se ha incrementado debido a su bajo coste y a la flexibilidad en su instalación y operación.

En el diagrama unifilar, mostrado en la Fig. 4.3, se presenta un esquema de uso de condensadores en paralelo conectados para corregir el factor de potencia en diversas tipologías:

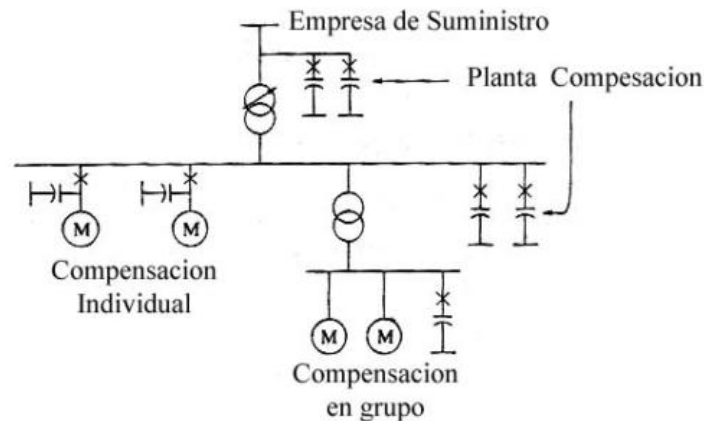


Fig. 4.3. Diagrama sistema compensación paralelo

#### 4.2.2. Reactancia o condensador en serie

Este elemento se encarga de inyectar una tensión en serie con la línea ya que, una impedancia en serie multiplicada por una corriente que circula por ella, representa una tensión.

Mientras que la tensión esté en cuadratura con la corriente de línea, este dispositivo consumirá o inyectará potencia reactiva al sistema. Cualquier modificación de la fase, implicará también un manejo en la potencia activa del sistema. Debido a esto, el principal uso de este dispositivo es el control de la corriente de la línea y por consiguiente de la potencia de la misma.

Para poder realizar un análisis de la compensación de este tipo de dispositivos, usaremos el siguiente diagrama unifilar, mostrado en la Fig. 4.4:

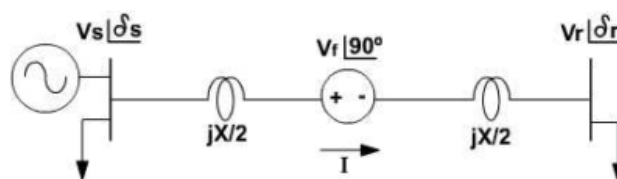


Fig. 4.4. Diagrama unifilar dispositivo compensación serie

Un controlador serie puede ser representado por una fuente de tensión conectada a mitad de la línea donde se conecta. La tensión conectada  $V_f$  puede ser reemplazado por una impedancia reactiva siempre que se mantenga que la tensión se mantenga en cuadratura con la corriente como se ilustra en la figura. La corriente del sistema bajo esta condición será la siguiente:

$$\vec{I} = \frac{\vec{V}_s - \vec{V}_r}{jX(1-a)} \quad a = \frac{X_{COMP}}{X} \quad (8)$$

De esta expresión podemos establecer que la impedancia total equivalente del sistema se modifica sumando o restando la impedancia de compensación a la impedancia de línea. El valor del factor  $a$  variara entre 0 y 1 con signo negativo para compensación inductiva y positivo para compensación capacitiva [45].

Observando el análisis realizado en el apartado **3.2.7.4**, las ecuaciones de potencia activa y potencia reactiva que rigen este dispositivo son las siguientes.

$$P = \frac{V_s \cdot V_r}{X(1-a)} \sin \delta \quad Q = I^2 X_{COMP} = (V_s + V_r - 2V_s V_r \cos \delta) \frac{a}{X(1-a)^2} \quad (9)$$

Observando estas expresiones se puede extraer que para un determinado desfase en los nodos, la variación del grado de compensación serie,  $a$ , permite incrementar el valor de la potencia activa transferida por la línea, mediante el incremento de la potencia reactiva inyectada por el dispositivo serie [44].

#### 4.2.3. Compensador síncrono

Un compensador síncrono también denominado condensador síncrono es una máquina síncrona que funciona sin carga mecánica asociada a su eje. Mediante un regulador de tensión asociado a ella, se puede controlar el valor de la corriente en su devanado de campo de modo que con este método podemos controlar que el sistema al que está asociado consuma o genere potencia reactiva según nuestras necesidades.

Algunas de sus ventajas, en comparación con otros dispositivos de compensación, son las siguientes:

- Regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambios de tomas de otros tipos de dispositivos.
- No introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos.
- No causa problemas por resonancia eléctrica.

Otra característica particular de los compensadores síncronos es que, en caso de caída de tensión por un fallo en la red, son capaces de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobrecorriente.

Debido a su elevado coste frente a sistemas formados por compensadores estáticos, su uso es residual estando orientado en la actualidad a grandes centrales convertidoras de tecnología HVDC.

#### 4.2.3.1 STATCOM

Un STATCOM (STATIC COMPensator) es un dispositivo de compensación estático, cuyo funcionamiento se basa en un convertidor que modula una fuente de tensión de la amplitud, fase y frecuencia deseada. Se basa en el principio de que un inversor de tensión genera una tensión de AC controlable mediante la reactancia de dispersión del transformador, de modo que, la diferencia de tensión a través de la reactancia, produce intercambio de potencia activa y reactiva entre el STATCOM y la red de transmisión.

El control primario del inversor es tal que se regula el flujo de corriente reactiva a través del STATCOM. Esto es, el controlador se utiliza para operar el inversor de tal manera que el ángulo de fase entre la tensión del inversor y la tensión de línea se ajusta dinámicamente, de modo que el STATCOM genera o absorbe potencia reactiva en el punto de conexión [46].

A continuación se muestra en la Fig. 4.5 el esquema que tendría un sistema STATCOM básico:

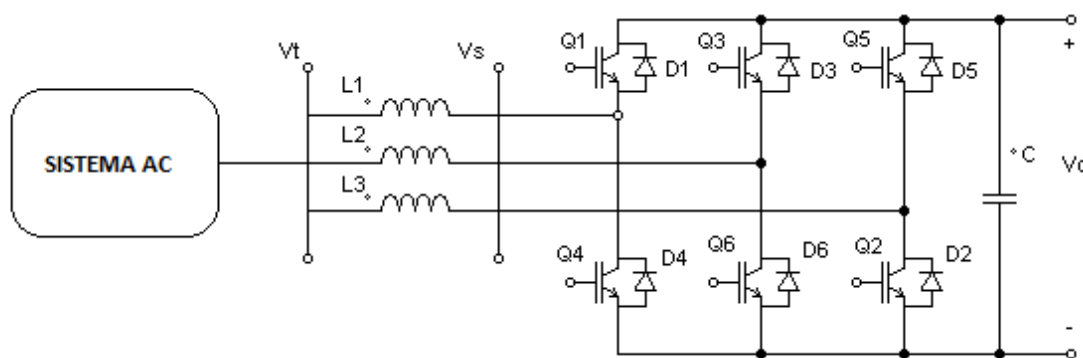


Fig. 4.5. Esquema básico sistema STATCOM

Los semiconductores utilizados suelen ser IGBTs y GTOs, dependiendo de la aplicación [47].

La Fig. 4.6 muestra un diagrama simple de un compensador tipo STATCOM para intercambiar potencia reactiva con el sistema de potencia, junto con un diagrama fasorial de operación.

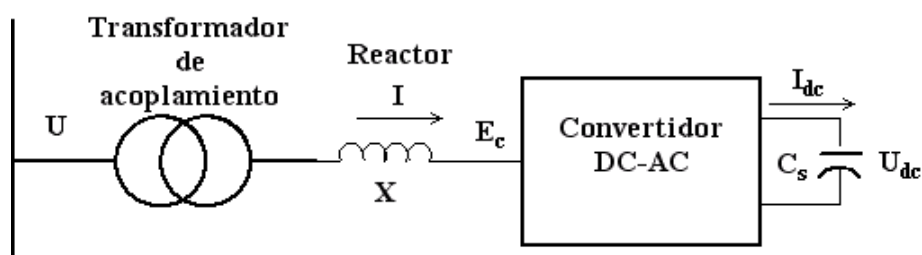


Fig. 4.6. Esquema simplificado STATCOM

Cuando la tensión del inversor es mayor que la tensión del sistema, el STATCOM ve una reactancia inductiva conectada a sus terminales. Por lo tanto, el sistema ve al STATCOM como una reactancia capacitiva y el STATCOM se considera operando en un modo capacitivo entregando potencia reactiva. Similarmente, cuando la tensión del sistema es mayor que la del inversor, el sistema ve una reactancia inductiva conectada a sus terminales. Por lo tanto, el STATCOM ve al

sistema como una reactancia capacitiva y el STATCOM se considera operando en un modo inductivo absorbiendo el convertidor potencia reactiva desde el sistema. Esto se muestra en la Fig. 4.7.

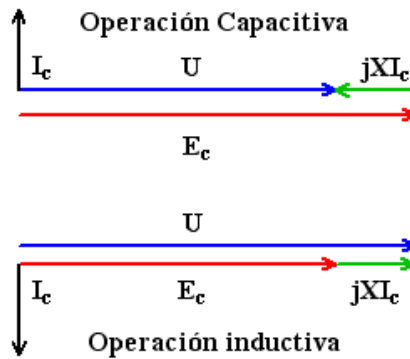


Fig. 4.7. Diagramas fasoriales operación STATCOM

Las ecuaciones de P y Q que rigen el funcionamiento de un STATCOM son las siguientes:

$$P_{STATCOM} = \frac{U \cdot E_c}{X} \sin \delta \quad (10)$$

$$Q_{STATCOM} = \frac{U}{X} (U - E_c \cdot \cos \delta) \quad (11)$$

#### 4.2.3.1.1 Control de un STATCOM

Supongamos que usamos un dispositivo STATCOM para mejorar la estabilidad de la red a la que se encuentra conectada una carga perturbadora [48]

Como se muestra en la Fig. 4.8, el sistema de potencia en el punto de conexión de la carga perturbadora está caracterizado por su tensión de vacío  $E_s$  y su impedancia  $Z_s$ . En el punto de acoplamiento común (PCC), la tensión es U, y la carga consume una potencia activa P y una potencia reactiva Q.

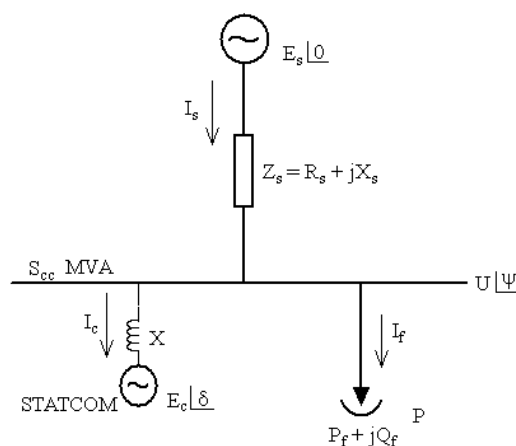


Fig. 4.8. Esquema unifilar Red con carga perturbadora

La tensión en el PCC está dada por:

$$\dot{U} = \dot{E}_s - R_s \dot{I}_s - L_s \frac{d\dot{I}_s}{dt} \quad (12)$$

La corriente por la impedancia de la red es:

$$I_s = I_f + I_c \quad (13)$$

La caída de tensión en la impedancia de la red es:

$$\Delta \dot{U} = \dot{E}_s - \dot{U} = R_s \dot{I}_s + L_s \frac{d\dot{I}_s}{dt} \quad (14)$$

Si se expresa en forma polar e imponemos como condición que  $\omega t = 0$  obtenemos:

$$U_d + jU_q = E_{sd} - (R_s + j\omega L_s) \cdot (I_{sd} + jI_{sq}) - L_s \frac{d}{dt} [I_{sd} + jI_{sq}] \quad (15)$$

Separamos parte real e imaginaria:

$$U_d = E_{sd} - R_s I_{sd} + X_s I_{sq} - L_s \frac{dI_{sd}}{dt} \quad U_q = -R_s I_{sq} - X_s I_{sd} - L_s \frac{dI_{sq}}{dt} \quad (16)$$

Reescribimos las ecuaciones de la siguiente manera:

$$\Delta U_d = R_s I_{sd} - X_s I_{sq} + L_s \frac{dI_{sd}}{dt} \quad \Delta U_q = R_s I_{sq} + X_s I_{sd} + L_s \frac{dI_{sq}}{dt} \quad (17)$$

La Fig. 4.9 muestra el diagrama fasorial de las caídas de tensión que aparecen en el sistema con la carga perturbadora:

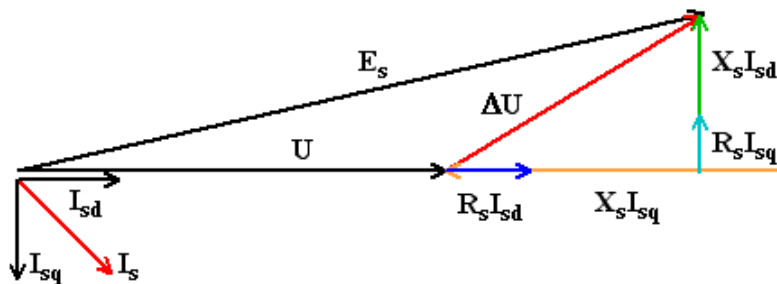


Fig. 4.9. Diagrama fasorial de las caídas de tensión en el sistema

La caída de tensión en la impedancia de la red, causada por las variaciones de potencia activa y reactiva de la carga conectada, puede ser compensada haciendo que la corriente reactiva que circula por la impedancia de la red sea nula. Esto se logra haciendo que la corriente de referencia del sistema de control del compensador  $I_{cqRef}$  sea igual a  $-I_{fq}$ , es decir igual a la corriente reactiva de la carga pero cambiada de signo.

Con  $I_{sq} = 0$ , las caídas de tensión en la impedancia de la red se reducen a:

$$\Delta U_d = R_s I_{sd} + L_s \frac{dI_{sd}}{dt} \quad \Delta U_q = X_s I_{sd} \quad (18)$$

El nuevo diagrama fasorial que representa la caída de tensión del sistema se muestra en la Fig. 4.10:

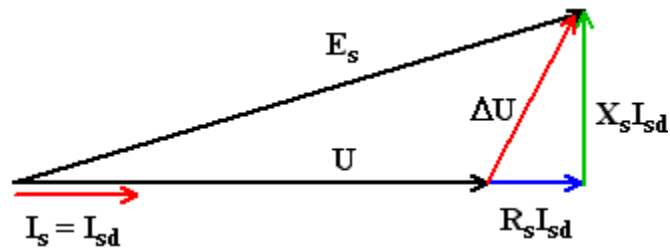


Fig. 4.10. Nuevo diagrama fasorial del sistema

Observando con detenimiento el diagrama fasorial, la compensación de la corriente reactiva de la carga reduce la magnitud de la caída de tensión  $\Delta U$ . Dado que las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones de la potencia activa de la carga se encuentran aún presentes, en el segundo paso se trata de compensar la caída de tensión debida a la fluctuación de potencia activa inyectando una corriente adicional  $\left(\frac{R_s}{X_s}\right) I_{sd}$  a la referencia del sistema de control del compensador, esto es inyectando una potencia reactiva capacitiva para compensar la caída de tensión restante.

La referencia de corriente reactiva del STATCOM se muestra en la siguiente ecuación:

$$I_{cqRef} = -I_{fq} + \frac{R_s}{X_s} I_{fd} \quad (19)$$

Como  $I_{cd} \approx 0$ , entonces  $I_{sd} \approx I_{fd}$  entonces resulta:

$$I_{sq} = \frac{R_s}{X_s} I_{sd} \quad (20)$$

Con lo que las caídas de tensión finalmente se reducen a lo expresado en las ecuaciones siguientes:

$$\Delta U_d = L_s \frac{dI_{sd}}{dt} \quad \Delta U_q = X_s \left(1 + \frac{R_s^2}{X_s^2}\right) I_{sd} + \frac{R_s}{\omega} \frac{dI_{sd}}{dt} \quad (21)$$

El diagrama fasorial, luego de la compensación de las fluctuaciones de tensión debidas a la variación de potencia activa, se muestra en la Fig. 4.11. El STATCOM compensa totalmente la potencia reactiva absorbida por la carga, y entrega potencia reactiva capacitiva adicional para reducir la fluctuación de tensión debida a las variaciones de la potencia activa absorbida por la carga.

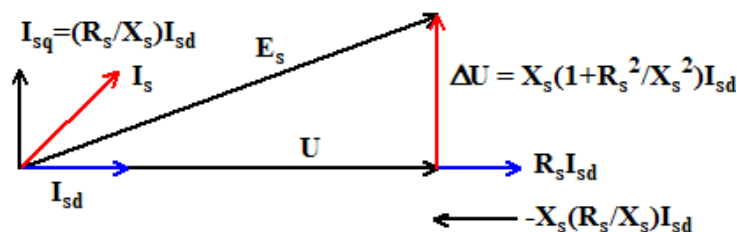


Fig. 4.11. Diagrama fasorial final del sistema compensado



#### 4.2.4. Compensador Estático (SVC)

Los compensadores estáticos son dispositivos conectados en paralelo a la red eléctrica que a través de semiconductores controlados generan o absorben potencia reactiva. No poseen ninguna parte móvil, al contrario que los compensadores síncronos, por lo que se denominan estáticos. Una de las características fundamentales de estos dispositivos, es su capacidad para suministrar energía reactiva a la red en situaciones diversas, ayudando a mantener, o, en los casos más difíciles, restaurar la red a puntos de funcionamiento más estables.

La falta de energía reactiva es con frecuencia la causa de una caída de tensión en la red eléctrica. Normalmente, se necesita energía reactiva para mantener la tensión en valores adecuados en un sistema eléctrico. Sin embargo este tipo de potencia, no puede (ni debe) recorrer grandes distancias, porque está asociada a pérdidas de potencia y con gradientes de tensión. Por lo tanto, es necesario poder controlar el suministro de energía reactiva donde se necesite (es decir en los centros de carga).

Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas conmutadas (TSR) o controladas (TCR) por tiristores, ya que estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia. En la Fig. 4.12, se muestra un esquema simplificado para un SVC donde se incluyen los elementos anteriormente mencionados [49]:

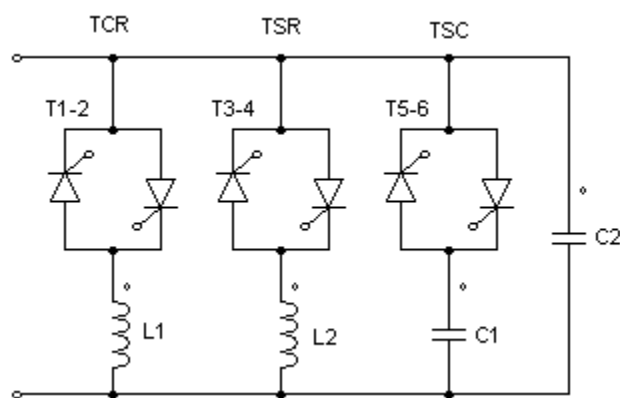


Fig. 4.12. Esquema simplificado SVC

##### 4.2.4.1 Comportamiento de un SVC Ideal

Desde el punto de vista de sistemas de potencia, un sistema SVC es una bobina con un condensador en paralelo, siendo posible ajustarlos para controlar la potencia reactiva y la tensión en sus terminales (o en la cercanía a la barra donde se conectan).

Idealmente, un SVC debería mantener constante la tensión, con una capacidad ilimitada de absorber o generar potencia reactiva, sin producir pérdidas y con una respuesta instantánea.

La Fig. 4.13 muestra la característica V-I ideal de un compensador SVC siendo  $I_s$  corriente reactiva:

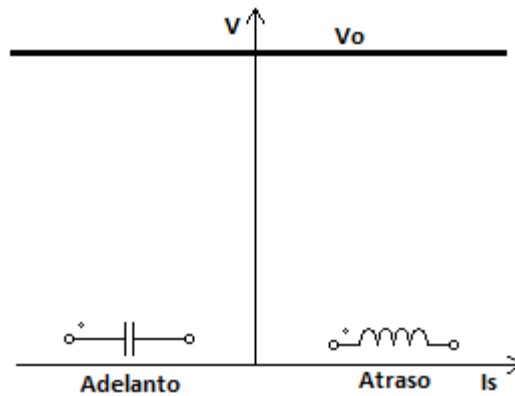


Fig. 4.13. Característica V-I Ideal

#### 4.2.4.2 Comportamiento SVC Real

Para comprender el funcionamiento de un sistema de compensación estático real, consideremos un SVC como un sistema sencillo constituido por una bobina controlable más un condensador fijo como aparece en la Fig. 4.14:

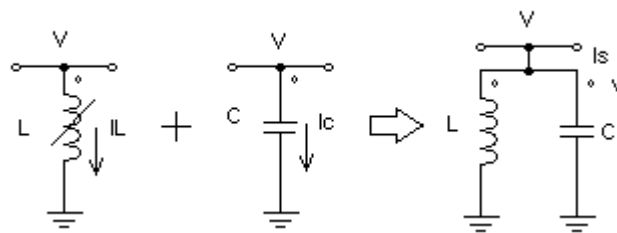


Fig. 4.14. Esquema simplificado SVC

La Fig. 4.15 muestra las características tensión-corriente de la bobina y del condensador. Al ser la bobina regulable, podemos controlar la pendiente de su grafica característica, siempre que no nos salgamos de los límites marcados por la inductancia máxima y mínima. Esta pendiente se programa, a través del sistema de control, de forma que imponga una relación entre tensión y corriente representada por una línea recta con ligera pendiente ascendente, tal como indica la figura.

En el caso del condensador, la característica es una línea recta determinada por la ecuación

$$I_c = \omega C U_c \quad (22)$$

La misma figura muestra, a la derecha, la característica tensión-corriente compuesta de ambos elementos. Dado que la corriente total  $I_s$  del sistema es la suma de las corrientes por la bobina y por el condensador, esta característica se obtiene fácilmente sumando ambas corrientes. El resultado es un elemento con tres zonas lineales, que pueden operar en el rango inductivo y capacitivo.

El punto con corriente nula corresponde a la tensión nominal del nudo de conexión, si la tensión del nudo de conexión es mayor de la nominal el compensador estático absorbe potencia reactiva. Si la tensión es inferior, el compensador genera potencia reactiva. De esta forma, el compensador tiende a estabilizar la tensión, intentando acercarla a su valor nominal.

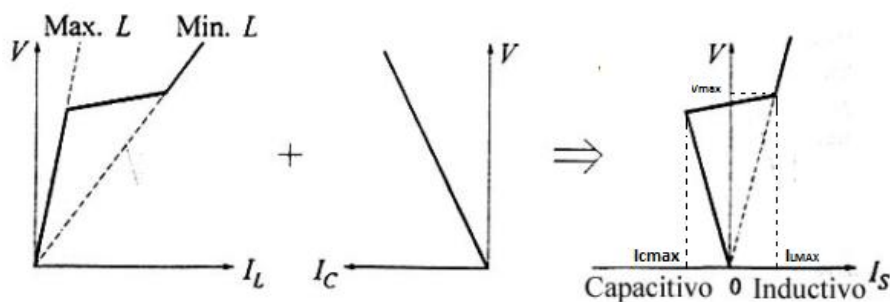


Fig. 4.15. Característica V-I SVC

Cuando es sometido a tensiones anormalmente bajas, el compensador opera en la zona capacitiva marcada por la recta que pasa por el origen, de forma que tan solo es capaz de aportar poca corriente reactiva. En esta zona de operación, la inductancia queda reducida al mínimo y el compensador estático se comporta como un condensador, de forma que el aporte de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión. Esta es una característica importante de los SVC, que limita su aporte de reactiva durante, por ejemplo, huecos profundos de tensión provocados por un cortocircuito.

El margen de control del compensador estático puede ampliarse mediante la conexión de condensadores conmutados, que se conectan y desconectan en función de la tensión tal y como se muestra en la Fig. 4.16:

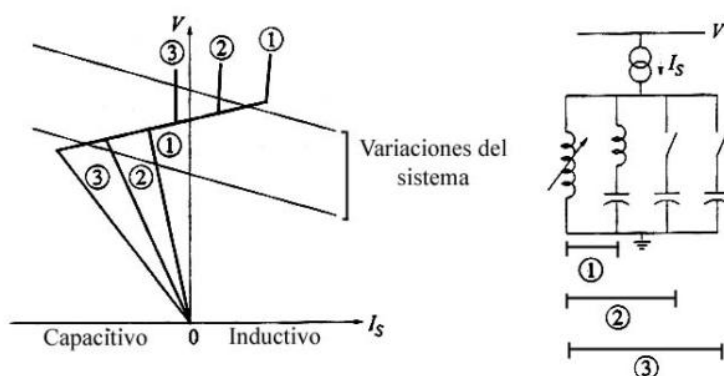


Fig. 4.16. SVC con tres escalones para ampliar el rango

De esta figura, se puede deducir que un SVC no se comporta como una fuente de tensión, sino que altera la tensión del sistema en el punto de conexión variando la corriente reactiva de la carga.

#### 4.2.4.3 Condensador conmutado por tiristores

El esquema del condensador conmutado por tiristor o Thyristor Switched Capacitor (TSC) representa la configuración más sencilla de la utilización de dispositivos electrónicos de potencia en el control de reactiva. Este elemento está formado por un interruptor de estado sólido en serie con un condensador o batería de condensadores.

La Fig. 4.17 muestra el esquema de configuración de un dispositivo TSC aplicado a un sistema monofásico o bien a uno trifásico

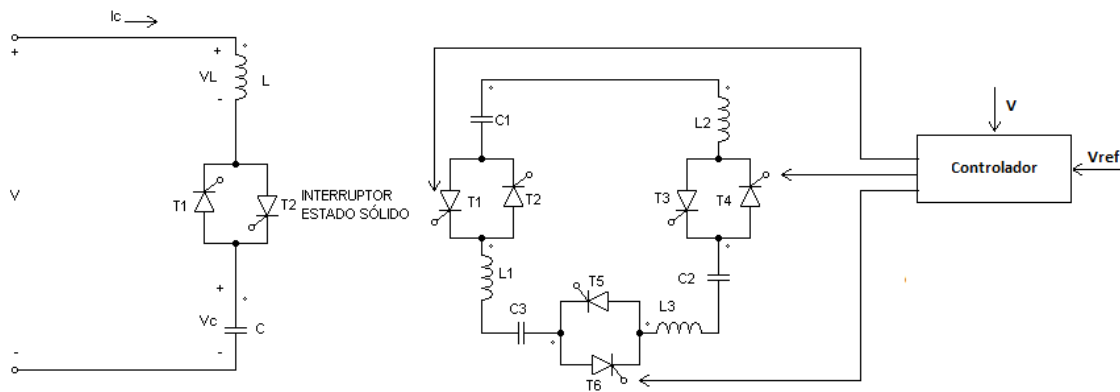


Fig. 4.17. Diagrama unifilar TSC monofásico/trifásico

En la Fig. 4.17, se muestra un interruptor de estado sólido formado por dos tiristores ( $TR_1$  y  $TR_2$ ) en antiparalelo. De forma que, para conectar el condensador se disparan los dos tiristores al mismo tiempo empezando a conducir tan pronto estén polarizados positivamente, siendo la diferencia de tensión entre el condensador y la red nula, eliminándose con ello el transitorio electromagnético. Una vez conectado el condensador, se pueden puentear los tiristores para conseguir reducir las pérdidas. Para la desconexión, se anula la señal de disparo y los tiristores se apagarán en el instante en que la corriente que los atraviesa cruce por cero.

En serie con el condensador, es habitual encontrar una bobina ( $L$ ), ya sea para limitar la corriente en el tiempo y así proteger a los tiristores, o bien, para crear un filtro sintonizado a una determinada frecuencia deseada.

#### 4.2.4.4 Bobina controlada por tiristores

Otro elemento característico en los SVC es la bobina controlada por tiristores o Thyristor Controlled Reactor (TCR). La principal misión de este elemento es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida por una bobina.

Un dispositivo TCR está formado por un circuito serie R+L junto con dos tiristores en antiparalelo formando un convertidor AC/AC como se muestra en la Fig. 4.18 pudiendo usar la variante monofásica o trifásica:

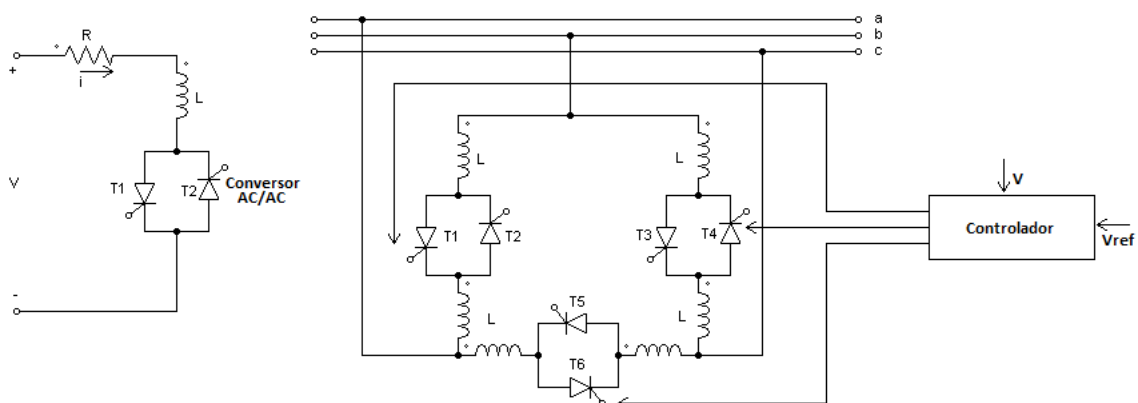


Fig. 4.18. Diagrama unifilar TCR monofásico/trifásico

Si en vez de realizar un control de fase, los tiristores se emplean como si fuesen un interruptor estático, la configuración descrita recibe el nombre de bobina conmutada por tiristores o Thyristor Switched Reactor (TSR). Para minimizar los transitorios de desconexión, lo más favorable sería cuando la tensión de alimentación alcanzase su nivel máximo o mínimo.

Otra alternativa podría ser la de utilizar los tiristores para controlar la intensidad de una batería de condensadores. No obstante, el aplicar el control de fase sobre capacidades, ocasionaría fuertes corrientes de conexión que tendrían que soportar los propios tiristores, además de la dificultad que esto originaría en el control.

#### 4.2.4.5 Aplicaciones SVC

Debido a la relativa facilidad que otorgan estos sistemas para un rápido y continuo control de la tensión y la potencia reactiva, su implementación no ha hecho más que crecer desde su creación.

Dentro de las aplicaciones de los SVC destacan los siguientes:

- Control de la tensión para aumentar la calidad del servicio, permitiendo por ejemplo mitigar la aparición de flickers ante la formación de arcos.
- Mejoran la capacidad y estabilidad de las líneas de transporte.
- El SVC se puede poner en paralelo con un determinado consumo cuyo comportamiento varíe rápidamente para obtener un factor de potencia cercano a la unidad en todo instante.
- En el caso de consumos monofásicos variables, como es el caso de la tracción en trenes eléctricos, el SVC se usa para equilibrar el consumo en cualquier régimen de funcionamiento.

#### 4.2.5. UPFC

Este dispositivo FACTS, es en términos de concepto, un generador de tensión síncrono a la frecuencia fundamental para un sistema electrónico de potencia, con un fasor de tensión controlable  $V_{\text{CONT}}$  tanto en módulo  $|V_B| = (0 \leq V_B \leq V_{B \text{ MAX}})$  y desfase  $\delta_B = (0 \leq \delta_B \leq 2\pi)$ , situados en serie con la línea de transmisión, tal y como se muestra en el circuito equivalente simplificado de un UPFC (Fig. 4.19) [49]:

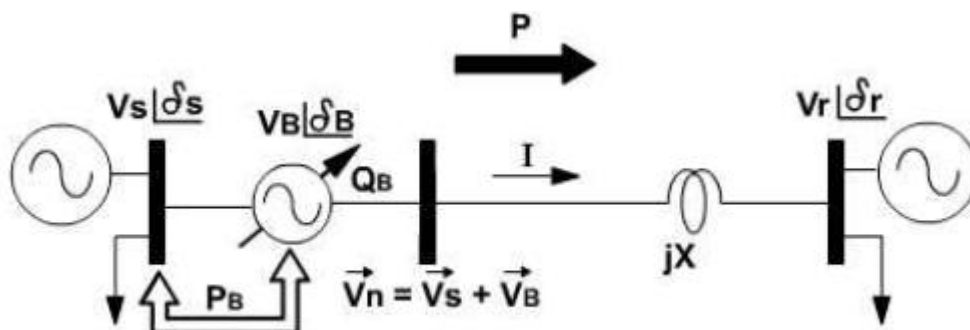


Fig. 4.19. Esquema simplificado UPFC

Como se explicó en el apartado anterior, un UPFC presenta mejoras y ventajas sustanciales frente a dispositivos más extendidos en la actualidad como pueden ser el STATCOM o el SVC.

Un UPFC presenta una potencialidad mucho más elevada al combinar elementos reguladores serie y paralelos en un solo dispositivo, otorgándole la capacidad de afectar a los tres parámetros de un sistema de potencia que afectan a la transmisión de potencia en una línea como son flujo de carga, control de tensiones y oscilaciones (ver Fig. 3.13). A su vez, podemos extraer la enorme robustez que tiene este dispositivo a la hora de abordar con éxito gran parte de la problemática de estabilidad que presentan los sistemas de potencia integrados en líneas como se puede ver en Tabla 3.5.

Aunque una fuente de tensión síncrona tradicional intercambia potencia reactiva y activa con la línea donde está conectada, solo es capaz de producir realmente potencia reactiva: La potencia activa debe ser suministrada por una fuente asociada o bien absorbida. Con el uso de un dispositivo UPFC, esta problemática se resuelve ya que, a la capacidad de generación de potencia reactiva, se asocia a que es capaz de producir potencia activa desde uno de sus buses terminales.

Operativamente un UPFC está formado por dos convertidores de fuente de tensión (cada convertidor es constructivamente un inversor de tensión formado por GTO's trifásicos), uno denominado "convertidor serie", por su forma de conexión con la línea, y otro denominado "convertidor paralelo", unidos a través de un condensador de almacenamiento.

El convertidor paralelo, el cual lleva asociado un transformador, se le conoce como rama de excitación. A su vez, al convertidor, junto con su respectivo transformador, se le denomina rama de acople. La ventaja de esta conexión es que cada convertidor genera o absorbe reactivos independientemente del otro y según las necesidades, es decir, a través del condensador de unión no fluye potencia reactiva.

El esquema de la Fig. 4.20, muestra el diagrama unifilar que presenta un dispositivo UPFC donde se ha sustituido el circuito de los respectivos convertidores por su diagrama de bloques.

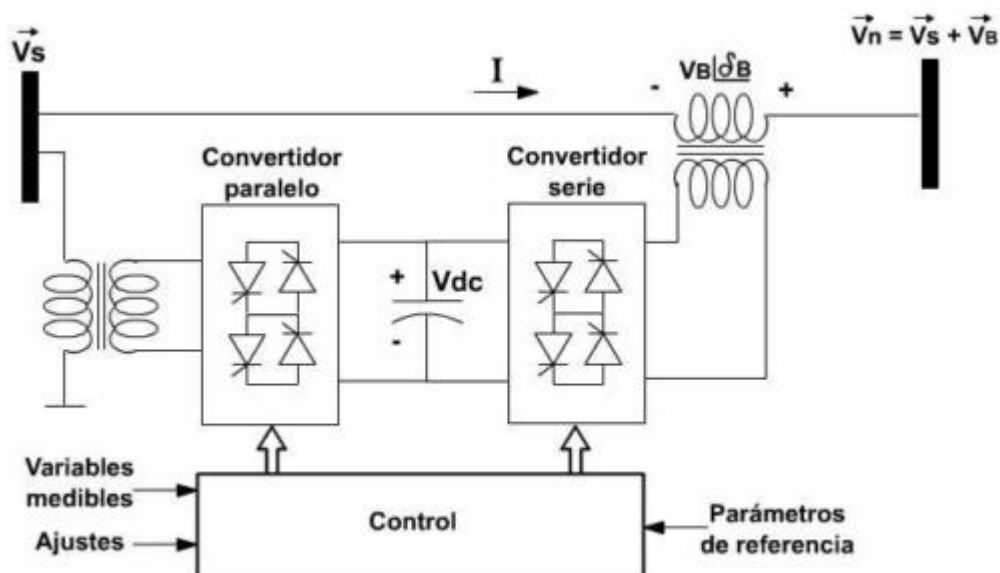


Fig. 4.20. Diagrama unifilar y bloques UPFC

El convertidor serie realiza la función de inyectar al sistema, a través del transformador de acople, una tensión en modulo y fase controlable.

El convertidor en paralelo está conectado en su lado AC con la línea mediante otro transformador en paralelo, a través del cual se inyecta o absorbe una corriente en modulo y fase controlables. La función principal de este convertidor es suministrar la potencia activa que demanda el convertidor serie, la cual se realiza a través del condensador de unión. La potencia activa intercambiada estará determinada por la diferencia angular de la tensión del convertidor y la tensión del sistema de AC. El convertidor paralelo también puede generar o absorber potencia reactiva en sus terminales de AC. Por lo tanto, también puede ejecutar las funciones de un compensador estático de VAR's [50].

#### 4.2.5.2 Funciones de control de flujo de potencia de un UPFC

Las principales funciones de control del flujo de potencia en un dispositivo UPFC son las siguientes [51]:

1. Regulación de tensión: Esto se consigue inyectando continuamente una tensión variable en fase y contrafase tal como se muestra en el diagrama fasorial representado en la Fig. 4.21. Como se desprende de ese diagrama, la tensión resultante estará en fase con la tensión original ya que la tensión variable que se inyecta  $V_B = \Delta V$  tiene un desfase de  $0^\circ$  e este caso. Este efecto es similar al que se consigue con un transformador con cambiador de tapas, con los pasos suficientemente pequeños.

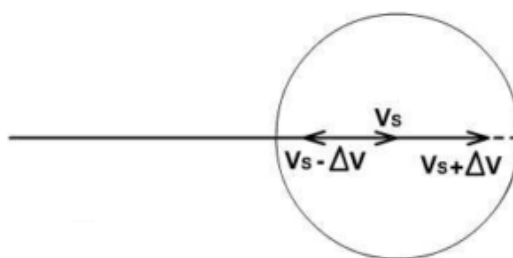


Fig. 4.21. Diagrama fasorial regulación de tensión UPFC

2. Compensación de la impedancia en la línea: Esto se logra realizando una compensación reactiva en serie mediante la adición de una tensión  $V_B = V_q$  la cual estará en cuadratura con la corriente de la línea tal y como se muestra en el diagrama fasorial representado en la figura Fig. 4.22.

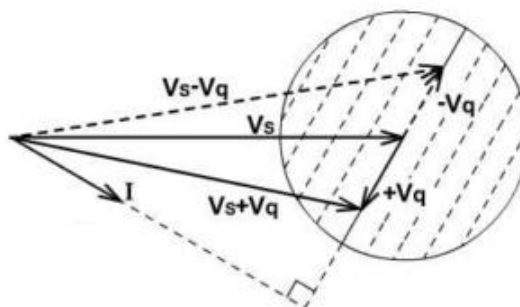


Fig. 4.22. Diagrama fasorial compensación impedancia UPFC

3. Regulación del ángulo de fase: Esto se logra inyectando una tensión  $V_B = V_\theta$  con una relación angular con la tensión  $V_s$  de tal manera que se logra el desfase  $\theta$  deseado (tanto en adelante como en retraso) sin afectar a ninguna otra magnitud como se muestra en el diagrama fasorial representado en. De este modo un UPFC se comporta como un regulador de ángulo de fase perfecto.

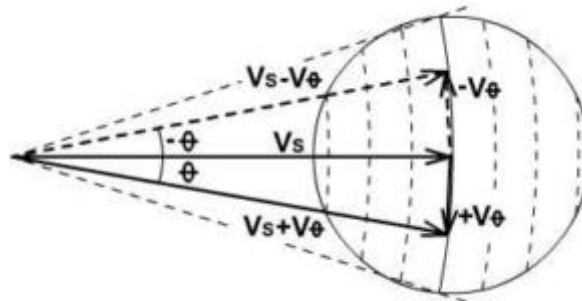


Fig. 4.23. Diagrama fasorial regulación ángulo fase UPFC

#### 4.2.5.3 Modos operación UPFC

Las dos principales características de operación de un UPFC, y los que le convierten en uno de los más robustos y completos dispositivos FACTS, son las siguientes:

1. Capacidad de conmutación entre un modo de operación y otro de modo extremadamente rápido.
2. Es capaz de establecer un punto de operación fiable dentro de un amplio rango de P y Q de la línea de transmisión.

Estas características se basan en la capacidad del UPFC de inyectar, sobre la línea que se desea controlar, una tensión de modulo y fase arbitrarios, sujetos a las especificaciones nominales del equipo, y a la posibilidad de variar estos parámetros de manera rápida. Esto trae como resultado, que existan diferentes modos de operación del dispositivo, dependiendo de si están conectados o no ambos convertidores. Estos modos de operación son los siguientes [51] y [52]:

- Control del convertidor paralelo

El convertidor paralelo es operado para aportar o absorber de la línea una corriente controlada. Una de las componentes de esta corriente se emplea en hacer el balance de la potencia activa del convertidor serie del dispositivo. La otra componente, que es reactiva, puede ser ajustada a un nivel de referencia deseado (bien inductivo o capacitivo), siempre dentro de los parámetros nominales del convertidor:

1. Modo de control de Potencia reactiva. En este modo, la entrada de control es el requerimiento Q de entrada de la barra a la que se encuentra conectada. Este requerimiento es convertido en una corriente capacitiva proporcional al requerimiento. Las variables para poder realizar el control son las corrientes que circulan por el transformador que une el convertidor con la línea y el nivel de tensión del condensador de unión.
2. Modo automático de control de tensión. En este modo, la corriente reactiva es controlada automáticamente para mantener la tensión en un punto de funcionamiento en torno al valor referencia. La variable de control necesaria en este caso es el valor de la tensión de la barra de referencia.



- Control del convertidor serie

El convertidor serie controla modulo y ángulo de la tensión  $V_B$  que se inyecta en la línea. Este valor afectara al flujo de potencia que circula por la línea y dependerá del modo de funcionamiento seleccionado.

1. Modo de inyección de tensión directa. En este modo el convertidor inyecta una magnitud de tensión con modulo y ángulo de fase acorde con el valor de referencia de la entrada. Existen dos posibilidades, que la tensión inyectada se encuentre en fase con la tensión para controlar la magnitud de tensión en cuyo caso se le denomina " Modo de control y regulación de tensión de la barra" o cuando la tensión inyectada esta en cuadratura con la corriente de línea, en cuyo caso el convertidor realiza una compensación reactiva pura en la línea.
2. Modo compensación impedancia de la línea. La tensión inyectada en serie es controlada de manera proporcional a la corriente de la línea de modo que esta se asemeja de manera conceptual a una impedancia en valor. En este caso, también ocurre que, si la tensión inyectada va en cuadratura con la corriente de línea, se produce una compensación reactiva pura.
3. Modo de regulación ángulo de fase: El convertidor serie inyecta un valor de tensión de modo que exista una diferencia de fase entre la tensión de la barra referencia  $V_S$  y la tensión que existe entre la barra de acoplamiento  $V_n$  sin provocar cambios en el valor de  $V_S$ .
4. Modo de control automático de flujo de potencia. La magnitud y ángulo de la tensión inyectada  $V_B$  son continuamente ajustados para forzar al vector de la corriente de la línea a un valor de potencia activa y reactiva deseados. En este modo de operación, se asegura que mantengamos unos valores de  $P$  y  $Q$  independientes de los cambios que ocurran en el sistema. A efectos prácticos para el resto de la línea, el tramo al que está conectado el UPFC se comporta como una fuente de alta impedancia. Este modo es muy eficaz para resolver desequilibrios y no se consigue con el resto de equipos convencionales de compensación, por este motivo la importancia que tendrá el uso de los UPFC en el marco de la conversión de líneas en Smart Grid.

- Conexión independiente de los convertidores

Es posible operar un UPFC de manera independiente sus dos convertidores. Desconectando la conexión en continua a través del condensador de unión, obtenemos un dispositivo SSSC y un STATCOM que operarían de manera separada sobre la línea manteniendo sus ventajas operativas como dispositivos únicos. Al no estar conectados, se pierde el control de potencia activa al perder la coordinación entre ambos, permitiendo la compensación reactiva.

#### 4.2.5.4 Modelo flujo de carga UPFC

Debido al elevado potencial que presenta un dispositivo UPFC a la hora de controlar varios parámetros críticos de la estabilidad de una línea, se expondrá un modelo simplificado de un dispositivo UPFC así como un estudio de las ecuaciones que regirán el cálculo del flujo de carga de la línea donde se conecta. Se hará hincapié en el cálculo de la relación que tendrá la tensión con la potencia reactiva como se ha estado estudiando en este capítulo.

Para la realización de este apartado, se ha usado la nomenclatura clásica que se puede encontrar en las siguientes publicaciones [53][54][55] y que se detallan a continuación.

En la Fig. 4.24, se muestra la inclusión de un dispositivo UPFC en una línea de transmisión convencional.

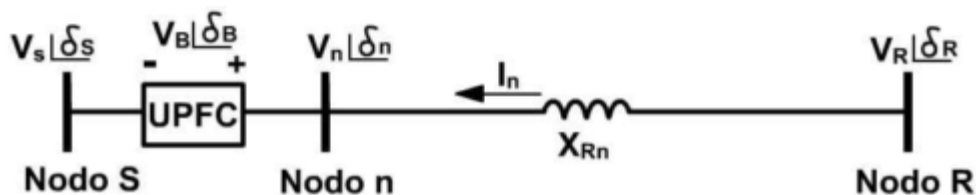


Fig. 4.24. UPFC en línea de transmisión

- Nodo S: Barra de origen donde se conecta el dispositivo. Estará caracterizada por un fasor de tensión de modulo y ángulo  $V_S$  y  $\delta_S$ . El subíndice S corresponde a la palabra anglosajona "sending".
- Nodo R: Barra de destino. Terminal del tramo de línea caracterizado por la inclusión de un dispositivo UPFC. Estará caracterizado por un fasor de tensión de modulo y ángulo  $V_R$  y  $\delta_R$ . El subíndice R corresponde a la palabra anglosajona "receiving".
- Nodo n: es la barra de acople que aparece al interrumpir una línea y conectar un dispositivo UPFC a ella. Estará caracterizado por un fasor de tensión de modulo y ángulo  $V_n$  y  $\delta_n$ . El subíndice n se corresponde con la palabra anglosajona "new". Este nodo será un factor importante a la hora de calcular matemáticamente el flujo de carga de la línea.
- Tensión regulable del UPFC. Corresponde a la tensión serie que se inyecta a la línea. Estará caracterizado por un fasor de tensión de modulo y ángulo  $V_B$  y  $\delta_B$ .
- La corriente del nodo de acoplamiento es expresado por el vector  $\vec{I}_n$ .

Teniendo en cuenta esta nomenclatura, se calcularán las ecuaciones necesarias para realizar un flujo de potencia usando como dispositivo de control un UPFC.

En primer lugar, modelaremos el bloque correspondiente al dispositivo UPFC como una fuente de tensión regulable conectada en serie con magnitud y ángulo  $V_B$  y  $\delta_B$  y su impedancia asociada, y una fuente de corriente en paralelo de magnitud  $\vec{I}_E$  con su impedancia asociada tal y como se muestra en la Fig. 4.25:

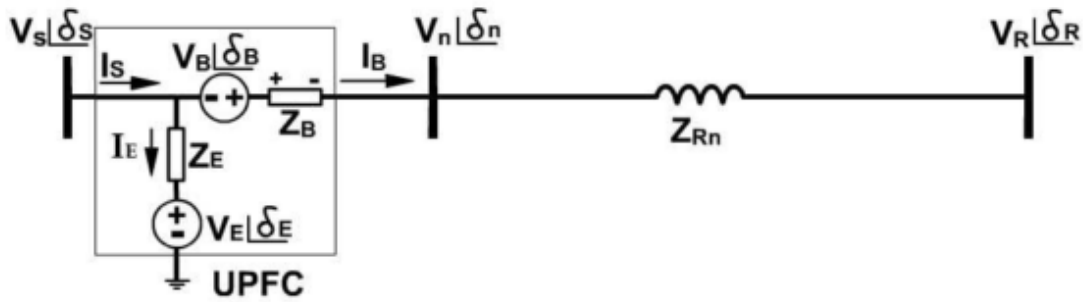


Fig. 4.25. Modelo UPFC en línea de transmisión

Aplicando las leyes de Kirchhoff al circuito equivalente mostrado obtenemos:

$$-\vec{V}_S - \vec{V}_B + \vec{I}_B Z_B + \vec{V}_n = 0 \quad (23)$$

$$\vec{V}_S - \vec{V}_E - \vec{I}_E Z_E = 0 \quad (24)$$

$$\vec{I}_S - \vec{I}_E - \vec{I}_B = 0 \quad (25)$$

$$R\{V_E I_E^*\} + R\{V_B I_B^*\} = 0 \quad (26)$$

De la ecuación (26) se deduce que el intercambio de potencia activa entre los convertidores del UPFC y el sistema, es nulo. Para cumplir con esta restricción asumiremos que las impedancias de los transformadores asociados a los convertidores serie y paralelo solo tienen componente reactiva.

- Potencia entregada por el sistema al UPFC

La potencia entregada por el nodo de origen al dispositivo vendrá representada por la siguiente ecuación.

$$\vec{S}_S = \vec{V}_S \cdot \vec{I}_S^* \quad (27)$$

Teniendo en cuenta que las impedancias de los transformadores solo tienen parte reactiva podemos calcular teniendo en cuenta las ecuaciones (23) y (24):

$$\vec{I}_E = \frac{V_S(\cos \delta_S + j \sin \delta_S) - V_E(\cos \delta_E + j \sin \delta_E)}{jX_E} \quad (28)$$

$$\vec{I}_B = \frac{V_S(\cos \delta_S + j \sin \delta_S) + V_B(\cos \delta_B + j \sin \delta_B) - V_n(\cos \delta_n + j \sin \delta_n)}{jX_B} \quad (29)$$

Aplicando esos resultados a la ecuación (25) obtenemos:

$$\vec{I}_S = \frac{V_S(\cos \delta_S + j \sin \delta_S) - V_E(\cos \delta_E + j \sin \delta_E)}{jX_E} + \frac{V_S(\cos \delta_S + j \sin \delta_S) + V_B(\cos \delta_B + j \sin \delta_B) - V_n(\cos \delta_n + j \sin \delta_n)}{jX_B} \quad (30)$$

$$\vec{I}_S^* = \frac{V_S(\cos \delta_S - j \sin \delta_S) - V_E(\cos \delta_E - j \sin \delta_E)}{-jX_E} + \frac{V_S(\cos \delta_S - j \sin \delta_S) + V_B(\cos \delta_B - j \sin \delta_B) - V_n(\cos \delta_n - j \sin \delta_n)}{-jX_B} \quad (31)$$

Reemplazando (31) en la ecuación (27) y realizando las simplificaciones pertinentes se obtiene:

$$\vec{S}_S = \frac{V_S V_E}{X_E} \sin(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_B}{X_B} \sin(\delta_S - \delta_B) + \frac{V_S V_n}{X_n} \sin(\delta_S - \delta_n) + j \left[ V_S^2 \left\{ \frac{X_E + X_B}{X_E X_B} \right\} + V_S V_B X_B \cos \delta_S - \delta_B - V_S V_E X_E \cos \delta_S - \delta_E - V_S V_n X_n \cos \delta_S - \delta_n \right] \quad (32)$$

Observando la ecuación (32), podemos distinguir los términos que emplean variables de estado solo atribuibles al dispositivo UPFC. Estos términos corresponderán a la potencia inyectada por el dispositivo al sistema, y viene dada por la siguiente expresión:

$$\vec{S}_{S \text{ iny}} = \frac{V_S V_E}{X_E} \sin(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_B}{X_B} \sin(\delta_S - \delta_B) + j \left[ \frac{V_S V_B}{X_B} \cos(\delta_S - \delta_B) - \frac{V_S V_E}{X_E} \cos(\delta_S - \delta_E) \right] \quad (33)$$

Separando la parte real y la imaginaria de (33):

$$P_{S \text{ iny}} = \frac{V_S V_E}{X_E} \sin(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_B}{X_B} \sin(\delta_S - \delta_B) \quad (34)$$

$$Q_{S \text{ iny}} = \frac{V_S V_B}{X_B} \cos(\delta_S - \delta_B) - \frac{V_S V_E}{X_E} \cos(\delta_S - \delta_E) \quad (35)$$

El modelo adaptado, teniendo en cuenta estos resultados para calcular el flujo de potencia, sería como el presentado en la Fig. 4.26:

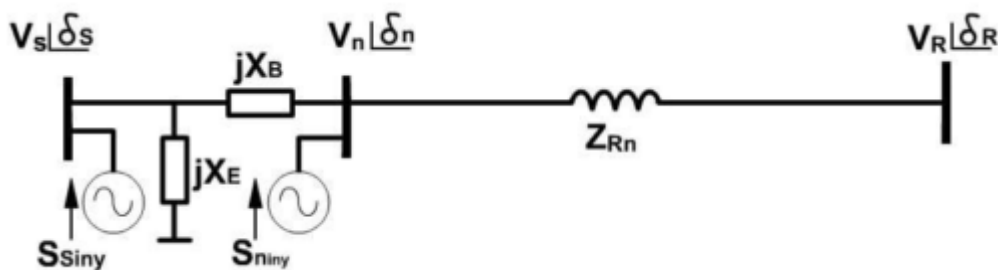


Fig. 4.26. Modelo inyección UPFC

La potencia entregada por el nodo n de acople al dispositivo vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$\vec{S}_n = \vec{V}_n \cdot \vec{I}_B^* \quad (36)$$

Sustituyendo en (36) la expresión de  $I_B$  calculada en (29) se obtiene:

$$\vec{S}_n = \frac{V_s V_n}{X_B} \sin(\delta_n - \delta_s) + \frac{V_n V_B}{X_B} \sin(\delta_n - \delta_B) + j \left[ \frac{V_n^2}{X_B} - \frac{V_n V_s}{X_B} \cos(\delta_n - \delta_s) - \frac{V_n V_B}{X_B} \cos(\delta_n - \delta_B) \right] \quad (37)$$

Realizando un análisis similar al hecho para la potencia entregada desde el nodo de origen y separando las partes real e imaginaria correspondientes a los componentes que involucran variables del UPFC, tenemos el modelo de inyección, que entrega una expresión para la potencia activa y reactiva inyectadas por el dispositivo al sistema y supone la otra parte de la ecuación como parte normal del flujo de potencia entre los nodos  $s$  y  $n$ .

$$P_{n \text{ iny}} = \frac{V_n V_B}{X_B} \sin(\delta_n - \delta_B) \quad (38)$$

$$Q_{n \text{ iny}} = -\frac{V_n V_B}{X_B} \cos(\delta_n - \delta_B) \quad (39)$$

## 5. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA E IMPACTO ENERGÉTICO

Para desarrollar una Smart Grid a partir de una infraestructura ya existente, es necesario actualizar y modernizar los sistemas ya integrados (de tecnología antigua) por otros que introduzcan las ventajas de los dispositivos basados en sistemas de comunicación e información.

La implementación de una red inteligente es una tarea compleja que debe ser estudiada de una manera cuidadosa y meticulosa, no sólo por la gran inversión que se requiere, sino que se debe tener muy claro el concepto y los dispositivos que se quieren integrar para conseguir un resultado efectivo y realista. El principal objetivo es conseguir integrar todas las variables en una red nueva, moderna e inteligente, capaz de auto regularse y superar problemas tradicionales que merman la capacidad de las líneas tradicionales.

En este sentido, las tecnologías necesarias para alcanzar este grado de automatización están ya disponibles, siendo realmente el principal desafío conseguir un nivel de integración frente a un coste de inversión por parte de las empresas eléctricas, aceptable en ambos casos.

En un marco de crisis económica como el actual, con un déficit en la tarificación eléctrica importante, se hace difícil conseguir este consenso entre implementación y coste necesario como para conseguir un grado de integración del 100% en un periodo de tiempo corto. Más aun, cuando en algunos casos no sirve con modernizar unos dispositivos, sino que hay que sustituirlos a lo largo de todo el sistema por unos nuevos.

En este apartado, se presentará una posible solución de conversión de una red de distribución MT-BT, suponiendo que la red de transporte y generación de AT ya ha sido previamente transformada con éxito en una Smart Grid.

Para ello, se ha tenido en cuenta los datos presentados en el estudio [56] donde se calcula el coste-beneficio de la implantación de una red eléctrica inteligente. En su realización, se han tomado algunos de los dispositivos presentados en el Capítulo 3 de este proyecto, asumiendo los costos del estudio y teniendo en cuenta que deben ser implementados en una red de distribución MT-BT.

La Tabla 5 1 resume los dispositivos que van a formar parte de este estudio de viabilidad económica y sus costos de instalación y adquisición:

Tabla 5 1. Índice de dispositivos y costes de implementación

Dispositivo	Coste aproximado (€)
1. Sistema Medición salida de BT en los CT	4.500,00
2. Infraestructura comunicaciones red global	10.000,00
3. Interruptor controlado remotamente	40.000,00
4. Reconectador Inteligente	70.000,00
5. In Home Display (IHD)	40,00
6. Infraestructura medición avanzada (AMI)	400,00
7. Contador inteligente	100,00
7. Dispositivo localizador cortocircuitos	3.000,00

## 5.1. Definición red ejemplo MT/BT

Con el fin de obtener un resultado real extrapolable al conjunto del sistema eléctrico español, este estudio económico se basará en una red de MT real.

Debido a que existen tres tipos de nivel de tensión implementados en nuestras líneas (acordes con la Tabla 2.1 especificada en el capítulo segundo), este estudio de viabilidad económica se centrará en una línea de MT de distribución, englobando dos tipos de líneas con sus niveles de tensión asociados. Se realizará un estudio de una línea rural, encargada de transportar desde las líneas de AT hasta los núcleos urbanos, y de una línea urbana, la que distribuye la energía a los usuarios residenciales. Ambos tipos tienen comportamientos y características diferentes:

- *Redes urbanas*: son líneas con un mayor número de conexiones, teniendo por lo tanto una mayor demanda de potencia. Al estar los puntos de conexión más cerca unos de otros, la longitud total de la red será menor que la de la red rural dispersa.
- *Redes rurales*: son líneas con un menor número de conexiones. Al encontrarse más separadas, el tamaño de la red aumenta aun teniendo muchas menos líneas secundarias.

Las cifras para la realización del estudio económico, son datos de líneas reales de la compañía Unión Fenosa obtenidos de [57] y de [58]. Se usará como ejemplo la línea definida por los parámetros de la Tabla 5.2 y Tabla 5.3.

- Media tensión

Tabla 5.2. Parámetros línea MT

	Rural	Urbano
Longitud línea aérea (km)	28	0,8
Longitud línea subterránea (km)	0,2	4,5
Potencia instalada (kVA)	860	6980
Potencia contratada (kW)	880	5410
Cantidad subestaciones transformadoras (CT)	13	11
% longitud aérea	99	15
% longitud subterránea	1	85
CT/km	2,11	0,46
Número de líneas	11	9
Longitud total (km)	28,2	5,3

- Baja tensión

Tabla 5 3. Parámetros línea BT.

	Rural	Urbano
Número de clientes	20	85
Potencia (kVA)	250	800
Potencia contratada (kW)	223	655
Número de líneas	19	106
Corriente media máxima (A)	148	139
Resistencia media ( $\Omega$ )	0,282	0,013
Impedancia media ( $\Omega$ )	0,025	0,002
Longitud media (km)	0,24	0,02
% longitud aérea	100	0
% longitud subterránea	0	100
Conductor 3x25	11	50
Conductor 3x50	3	19
Conductor 3x95	4	37

Las siguientes figuras muestran los esquemas que tienen las líneas definidas anteriormente:

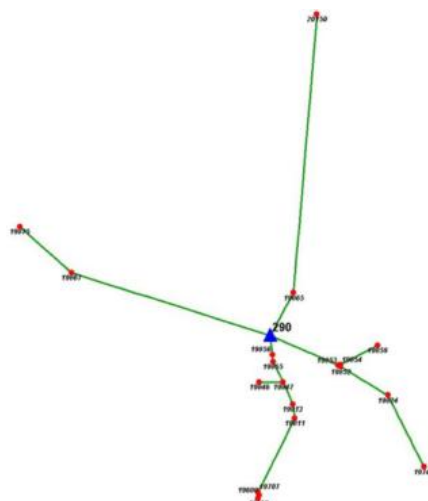


Fig. 5.1. Línea BT Rural

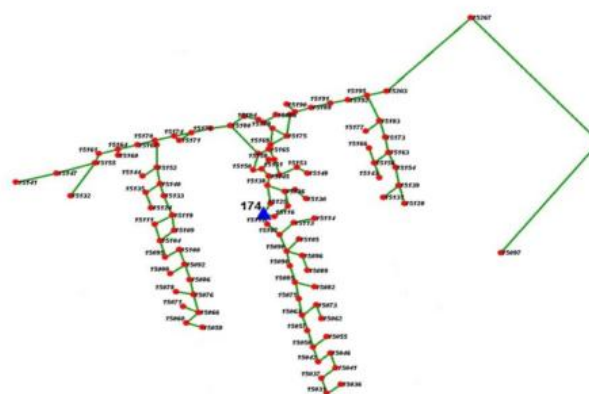


Fig. 5.2. Línea BT Urbana



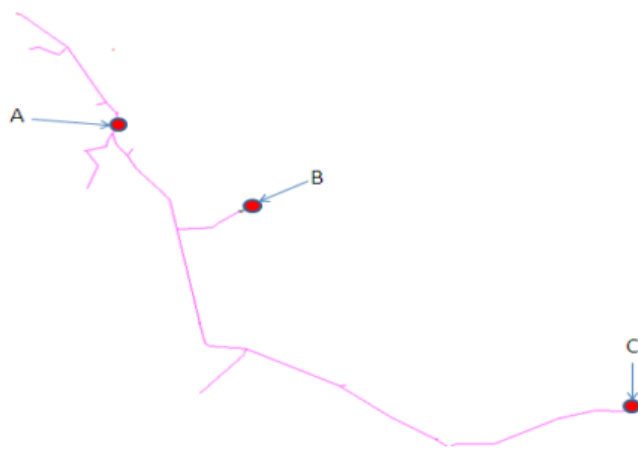


Fig. 5.3. Línea MT Rural



Fig. 5.4. Línea MT Urbana

## 5.2. Hipótesis de integración

La implementación de una Smart Grid debe ser entendida como algo gradual ya que, si estos cambios en la red no son llevados a cabo en un periodo de tiempo adecuado y se acometen de manera directa, los costes podrían ser considerados inaceptables. Considerando dos tipos de niveles de tensión y de redes para el estudio, a continuación, se definirá una hipótesis de integración realista para cada dispositivo mencionado en la Tabla 5 1.

- Baja tensión

Para el estudio económico de la línea de BT, se usará como hipótesis un grado de integración mayor para los dispositivos de gestión y comunicación entre el usuario y el distribuidor, como pueden ser los contadores inteligentes. Estos sistemas son imprescindibles para el control del consumo y para la adquisición de datos esenciales en el control del funcionamiento global de la línea. Además, su instalación en la red es más sencilla por lo que cabe esperar que su plena integración se realice de manera más rápida que en los otros dispositivos que afectan al conjunto de la red.

El resto de sistemas que se encargan de la automatización de la red (subestaciones etc...) empiezan con un grado de integración más bajo, instalándose en puntos clave de la red, para ir aumentando paulatinamente.

La integración total contempla la plena instalación de los dispositivos en la red convirtiéndola de manera total en una Smart Grid.

Tabla 5 4. Hipótesis integración BT

Hipótesis	Integración básica	Integración media	Integración total
%integración dispositivos (2) (5) (7)	30%	60%	100%
%integración dispositivos (1) (3) (4)	15%	40%	100%

- Media tensión

Tiene las mismas definiciones de cada nivel de integración, con un nuevo dispositivo en las estaciones transformadoras, el detector de cortocircuitos. Este detector se localiza en la red de MT de de distribución y asegura que, en caso de fallo, el defecto se mantiene controlado en esa zona sin afectar a las zonas aledañas. Además, se emplea una infraestructura de medición avanzada que mide, registra los datos y se comunica con el sistema en su conjunto.

Tabla 5 5. Hipótesis integración MT

Hipótesis	Integración básica	Integración media	Integración total
%integración dispositivos (2) (6)	30%	60%	100%
%integración dispositivos (1) (3) (4)	15%	40%	100%
%integración dispositivos (7)	0%	40%	100%

### 5.3. Estudio costes conversión red MT/BT ejemplo en Smart Grid

En este apartado, se expondrá el presupuesto necesario para la conversión de la red propuesta en una Smart Grid, teniendo en cuenta las hipótesis expuestas anteriormente.

- Baja tensión

Tabla 5 6. Costes integración básica red BT

Código	Unidad	Dispositivo	Coste	NºUrbano	NºRural	Cost.Urb	Cost.Rur
<b>Capítulo 01- Integración Básica</b>						€	€
<b>Automatización Subestaciones</b>							
01.01	u	Dispositivo medición BT	4.500,00	0.15	0.15	675,00	675,00
01.02	u	Infraestructura comunicación	10.000,00	0.3	0.3	3.000,00	3.000,00
<b>Dispositivos gestión y comunicación</b>							
01.03	u	IHD	100,00	26	6	2.600,00	600,00
01.04	u	Contador inteligente	120,00	26	6	3.120,00	720,00
<b>Total capítulo 02</b>						<b>9.395,00</b>	<b>4.995,00</b>

Tabla 5 7. Costes integración media red BT

Código	Unidad	Dispositivo	Coste	NºUrbano	NºRural	Cost.Urb	Cost.Rur
<b>Capítulo 02- Integración Media</b>						€	€
<b>Automatización Subestaciones</b>							
02.01	u	Dispositivo medición BT	4.500,00	0.4	0.4	1.800,00	1.800,00
02.02	u	Infraestructura comunicación	10.000,00	0.6	0.6	6.000,00	6.000,00
02.03	u	Interruptor remoto	40.000,00	0.4	0.4	16.000,00	16.000,00
02.04	u	Reconectador	70.000,00	0.4	0.4	28.000,00	28.000,00
<b>Dispositivos gestión y comunicación</b>							
02.05	u	IHD	100,00	51	12	5.100,00	1.200,00
02.06	u	Contador inteligente	120,00	51	12	5.100,00	1.200,00
<b>Total capítulo 02</b>						<b>62.000,00</b>	<b>54.200,00</b>

Tabla 5 8. Costes integración total red BT

Código	Unidad	Dispositivo	Coste	NºUrbano	NºRural	Cost.Urb	Cost.Rur
<b>Capítulo 03- Integración Total</b>						€	€
<b>Automatización Subestaciones</b>							
03.01	u	Dispositivo medición BT	4.500,00	1	1	4.500,00	4.500,00
03.02	u	Infraestructura comunicación	10.000,00	1	1	10.000,00	10.000,00
03.03	u	Interruptor remoto	40.000,00	1	1	40.000,00	40.000,00
03.04	u	Reconectador	70.000,00	1	1	70.000,00	70.000,00
<b>Dispositivos gestión y comunicación</b>							
03.05	u	IHD	100,00	85	20	8.500,00	2.000,00
03.06	u	Contador inteligente	120,00	85	20	10.200,00	2.400,00
<b>Total capítulo 03</b>						<b>143.200,00</b>	<b>128.900,00</b>

- Media tensión

Tabla 5 9. Costes integración básica red MT

Código	Unidad	Dispositivo	Coste	NºUrbano	NºRural	Cost.Urb	Cost.Rur
<b>Capítulo 01- Integración Básica</b>						€	€
<b>Automatización red y de los sistemas eléctricos</b>							
01.01	u	Dispositivo medición BT	4.500,00	1,7	2	7.650,00	9.000,00
01.02	u	Infraestructura comunicación	10.000,00	3,3	3,9	33.000,00	39.000,00
<b>Dispositivos gestión y comunicación</b>							
01.03	u	AMI	400,00	2,7	3,3	1.080,00	1.320,00
<b>Total capítulo 01</b>						<b>41.730,00</b>	<b>49.320,00</b>

Tabla 5 10. costes integración media red MT

Código	Unidad	Dispositivo	Coste	NºUrbano	NºRural	Cost.Urb	Cost.Rur
<b>Capítulo 02- Integración Media</b>						€	€
<b>Automatización red y de los sistemas eléctricos</b>							
02.01	u	Dispositivo medición BT	4.500,00	4,4	5,2	19.800,00	23.400,00
02.02	u	Infraestructura comunicación	10.000,00	6,6	7,8	66.000,00	78.000,00
02.03	u	Interruptor remoto	40.000,00	4,4	5,2	176.000,00	208.000,00
02.04	u	Reconectador	70.000,00	4,4	5,2	308.000,00	364.000,00
02.05	u/km	Localizador cortocircuitos	3.000,00	6,3	33,9	18.900,00	101.700,00
<b>Dispositivos gestión y comunicación</b>							
02.05	u	AMI	400,00	5,4	6,6	2.160,00	2.640,00
<b>Total capítulo 02</b>						<b>590.860,00</b>	<b>777.740,00</b>

Tabla 5 11. Costes integración total red MT

Código	Unidad	Dispositivo	Coste	NºUrbano	NºRural	Cost.Urb	Cost.Rur
<b>Capítulo 03- Integración Total</b>						€	€
<b>Automatización red y de los sistemas eléctricos</b>							
03.01	u	Dispositivo medición BT	4.500,00	11	13	49.500,00	58.500,00
03.02	u	Infraestructura comunicación	10.000,00	11	13	110.000,00	130.000,00
03.03	u	Interruptor remoto	40.000,00	11	13	440.000,00	520.000,00
03.04	u	Reconectador	70.000,00	11	13	770.000,00	910.000,00
03.05	u/km	Localizador cortocircuitos	3.000,00	15,6	84,6	46.800,00	253.800,00
<b>Dispositivos gestión y comunicación</b>							
03.05	u	AMI	400,00	9	11	3.600,00	4.400,00
<b>Total capítulo 03</b>						<b>1.419.900,00</b>	<b>1.876.700,00</b>

A la hora de analizar estos resultados, conviene hacerlo por nivel de tensión.

En redes de BT de ámbito urbano, se observa que la inversión es mayor según se aumenta el grado de penetración de los equipos. La facilidad de instalación (sin un gran desembolso en su integración) y su coste de instalación frente a dispositivos de automatización en redes de AT, hacen prever que se comience la conversión de las redes a Smart Grid por este punto.

Extrapolando esto a la red global española, podemos suponer que una partida muy importante del presupuesto global estará destinada a los dispositivos de gestión y comunicación en BT debido a que el número de clientes es mucho mayor que en redes de AT y MT.

Respecto al presupuesto para la línea de MT, se observa un coste superior a la red de BT ya que el precio de los dispositivos es mayor. Debido a su sofisticación, el gasto de instalación es superior a los dispositivos integrados en la conversión de una red de BT. Esto se traduce en un presupuesto más elevado del que tendríamos que afrontar en el caso de integrar los dispositivos de BT. En el caso de la red eléctrica española, se puede suponer que este coste sería la partida más importante debido a que va relacionado con el número de subestaciones transformadoras en algún dispositivo y otros con el número de km de línea. Por este motivo, el grado de penetración es menor y aumenta en menor grado. Su instalación se prevé después de los dispositivos de gestión del consumo y comunicación.

En las Tabla 5 12 y Tabla 5 13, se muestra el coste por kVA para el caso que se está estudiando:

Tabla 5 12. €/kVA red BT

	Coste penetración básica (€/kVA)	Coste penetración media(€/kVA)	Coste penetración total (€/kVA)
<b>Red Urbana</b>	11,74	77,5	179
<b>Red Rural</b>	19,98	216,8	515,6

Tabla 5 13. €/kVA red MT

	Coste penetración básica (€/kVA)	Coste penetración media(€/kVA)	Coste penetración total (€/kVA)
<b>Red Urbana</b>	5,98	84,65	203,42
<b>Red Rural</b>	57,34	904,34	2.182,21

En la Fig. 5.5 y Fig. 5.6, se muestra el coste por kVA instalado para las redes estudiadas por grado de penetración y según el nivel de tensión

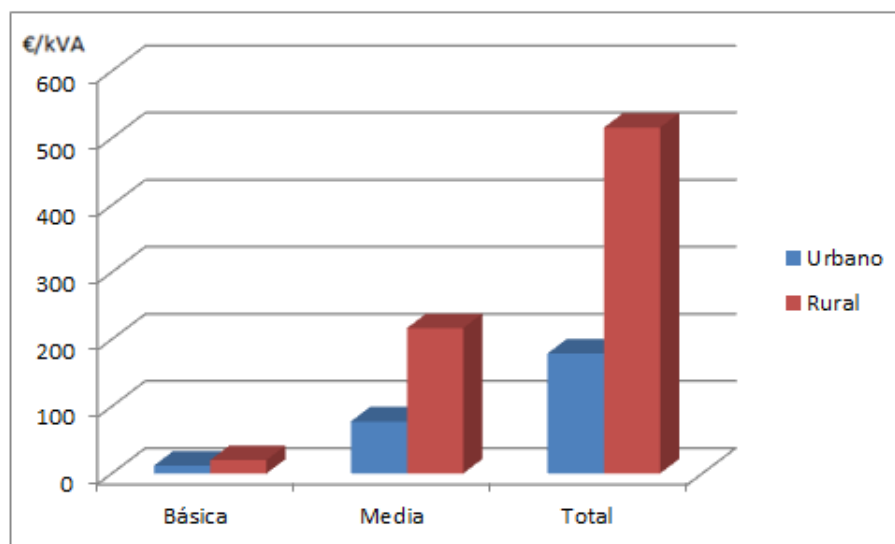


Fig. 5.5. Evolución coste integración-potencia instalada red BT

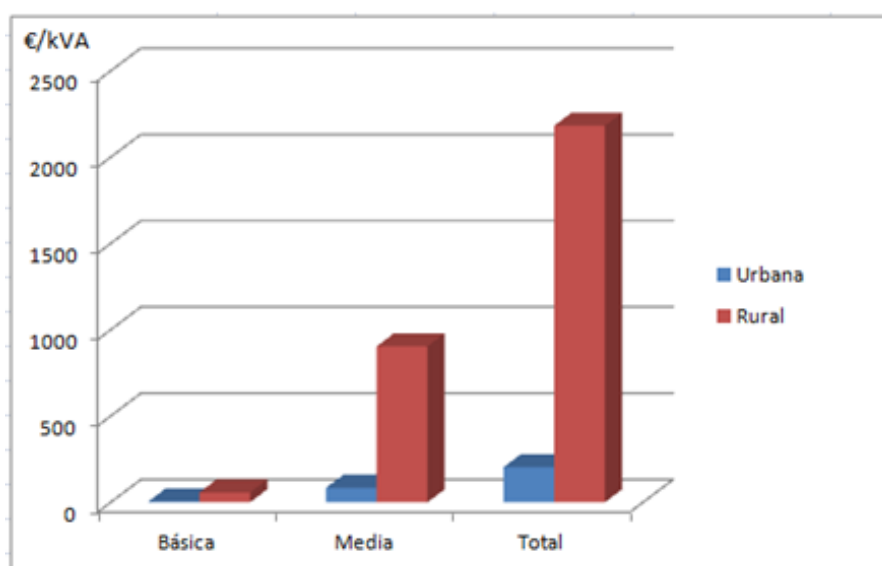


Fig. 5.6. Evolución coste integración-potencia instalada red MT

De estas figuras, se desprende que el coste por potencia instalada en la red es superior en las redes rurales donde el número de clientes conectados es menor, por lo que la potencia instalada también es sensiblemente inferior, con un mayor tamaño de red.



(\*\*) Suma de potencias instaladas en zona rural concentrada (municipios con suministros entre  $200 \leq \text{Suministros} \leq 2.000$ ) y zona rural dispersa (municipios con menos de 200 suministros)

Con estos datos, podemos extrapolar el coste de conversión de la red eléctrica española, siguiendo la hipótesis realizada en el anterior capítulo.

Suponiendo que la red total está compuesta por un 50 % de sistemas de MT y el restante por sistemas de BT, se estima el coste de conversión, como una media de los costes obtenidos para la red de MT y BT de la Tabla 5 13 se obtiene:

Tabla 5 16. Coste conversión red eléctrica española

Grado integración	Coste €/kVA urbano	Coste €/kVA rural	C. total urbano (Mill €)	C. total rural (Mill €)
<b>Básica</b>	8,86	38,66	<b>1.106,61</b>	<b>914,45</b>
<b>Media</b>	84,08	560,57	<b>10.501,57</b>	<b>13.259,49</b>
<b>Total</b>	191,21	1.348,91	<b>23.882,08</b>	<b>31.906,47</b>
<b>Total estimado red española</b>				<b>55.788,55</b>

De la Tabla 5 16, se puede extraer el elevado coste que tiene la conversión de una red eléctrica en un Smart Grid completo. Estos datos se ven resumidos en la siguiente Fig. 5.8:

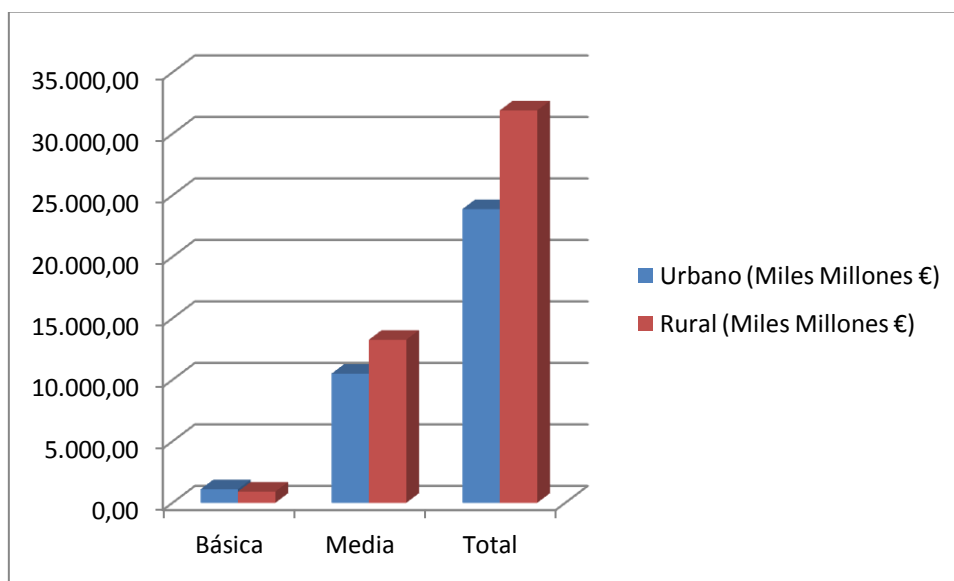


Fig. 5.8. Comparación costes conversión red urbana vs red rural



La Tabla 5 17 muestra los beneficios económicos y energéticos derivados de transformar una red eléctrica en una Smart Grid [61]:

Se tomarán los datos de EE.UU. a modo de ejemplo, ante la falta de datos europeos publicados.

Tabla 5 17. Beneficios económicos y energéticos conversión en Smart Grid red EE.UU.

Parámetro	2000		2025	
	Dato de partida	Dato estimado	Dato estimado como Smart Grid	Mejora
Consumo electricidad (billones kWh)	3,8	5,8	4,9-5,2	Disminución 10-15 %
Intensidad eléctrica entregada (kWh/\$PIB)	0,41	0,28	0,20	Disminución 29%
% reducción demanda de potencia pico	6	15	25	Incremento capacidad 66%
Emisiones CO <sub>2</sub> (millones toneladas métricas carbono)	590	900	720	Reducción 20%
Coste de las perturbaciones (billones \$ <sup>3</sup> )	100	200	20	Disminución 90%
PIB Real previsto (billones \$)	9,2	20,7	24,3	Aumento 17%

#### 5.4.1. Previsiones de inversión en Smart Grid

Los elevados costes de una conversión completa, como ha quedado demostrado en el apartado anterior, obliga a los estados a realizar un plan de inversión por etapas, similar a la hipótesis de integración planteada en el apartado 5.2.

Cada país plantea un objetivo, relacionado con el tamaño de su red y la antigüedad de la misma. Sin embargo, en todos los planes lanzados, existe un punto común: el comienzo de la conversión a través de la instalación de aparatos destinados a controlar el consumo así como la adquisición de datos clave para prever desviaciones del funcionamiento idóneo del sistema eléctrico.

##### 5.4.1.1 Mercado e inversión en tecnología Smart Grid. Unión Europea

Europa se ha convertido en el mayor mercado de red inteligente en el mundo gracias a la iniciativa de ENEL, que instaló en el mercado italiano cerca de 32 millones de contadores inteligentes, para controlar el robo de energía y el flujo de potencia de la red italiana [62].

Una coordinación de las políticas, a través de la UE, ha contribuido a poner en marcha una serie de proyectos de redes inteligentes. Muchos de estos proyectos siguen siendo a pequeña escala, a nivel de estudio y recopilación de datos. La Comisión Europea ha tratado de incorporar estrategias dentro de la directiva publicada en el 2008, "Acción por el Clima". Esta directiva insta a aumentar la proporción de energía renovable utilizada en toda la UE, incrementar la cuota de mercado de los biocombustibles con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

<sup>3</sup> 1 Billón \$ = mil millones \$ (billón americano)

El gasto en infraestructura para la conversión en una Smart Grid dentro de la Unión Europea, incluyendo hardware, software, instalación e integración, superará la cantidad de 16 billones de dólares al finalizar el año 2014 [63].

La previsión de inversión se muestra resumida en la Tabla 5 18:

Tabla 5 18. Inversión Unión Europea Smart grid (2008-2014)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	CAGR % 08-14
<b>Gasto billón \$<sup>4</sup></b>	9,6	9,9	10,6	11,6	13,1	14,0	<b>16,1</b>	9%

Esta inversión se divide en un 65% de gasto en instalación de contadores inteligentes, 20 % en dispositivos de mejora de la red T&D y 15 % de inversión en infraestructura de comunicaciones y sistemas de gestión avanzada de energía como se muestra en la Tabla 5 19:

Tabla 5 19. Instalaciones e inversión por sectores Unión Europea

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	CAGR % 08-14
<b>Instalaciones Smart Meter (millones)</b>	35,0	40,0	48,0	60,0	73,0	85,0	<b>98,0</b>	19 %
<b>SM (billón \$)</b>	6,3	6,4	6,9	7,5	8,5	9,1	<b>10,5</b>	9%
<b>T&amp;D (billón \$)</b>	1,9	2,0	2,1	2,3	2,6	2,8	<b>3,2</b>	9%
<b>IT/EMS (billón \$)</b>	1,4	1,5	1,6	1,7	2,0	2,1	<b>2,4</b>	9%

Como se puede observar de la tabla anterior, la UE prevé un grado de penetración del 45 % en el año 2014, con cerca de 100 millones de contadores inteligentes instalados, sobre el total de consumidores.

En el caso de instalación de T&D, la UE está impulsando sistemas de interconexión de todos los mercados eléctricos nacionales mediante la tecnología HVDC. Actualmente, existen dos grandes proyectos europeos para la interconexión de todo el continente mediante la tecnología HVDC: la interconexión de los países de la zona del Mar del Norte y los países Bálticos, y la interconexión, a través de los Pirineos, del sistema eléctrico español y francés.

#### 5.4.1.2 Mercado e inversión en tecnología Smart Grid. Norte América

La demanda de electricidad en los EE.UU. ha aumentado en un 25% desde 1990, pero la construcción de sistemas de transmisión de energía se ha reducido en un 30% en ese mismo periodo de tiempo. El Departamento de Energía de los EE.UU. estima que las pérdidas, en todo el sistema de transmisión y distribución, se incrementaron de un 5% de la potencia generada en 1970 al 10% en el que nos encontramos actualmente. Esto es debido a la elevada congestión de la red, a los cortes de energía e interrupciones que cuestan a la economía cerca de 100 billones de dólares al año. Para acometer este incremento de la demanda y evitar los problemas derivados de una infraestructura congestionada y antigua, se ha de invertir en dispositivos innovadores que permitan una mejor dosificación de la energía generada.

<sup>4</sup> 1 Billón \$ = mil millones \$ (billón americano)

El gasto en infraestructura para la conversión en una Smart Grid dentro de los EE.UU (incluyendo hardware, software, instalación e integración) superará la cantidad de 17 billones de dólares al finalizar el año 2014 [63].

La previsión de inversión se muestra resumida en la Tabla 5 20:

Tabla 5 20. Inversión EE.UU. Smart grid (2008-2014)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	CAGR % 08-14
<b>Gasto billón \$</b>	2,5	4,0	6,9	8,5	10,3	12,8	<b>17,2</b>	25%

Esta inversión se divide en un 65% de gasto en instalación de contadores inteligentes, 20 % en dispositivos de mejora de la red T&D y 15 % del coste de inversión en infraestructura de comunicaciones y sistemas de gestión avanzada de energía como se muestra en la siguiente Tabla 5 21:

Tabla 5 21. Instalaciones e inversión por sectores EE.UU.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	CAGR % 08-14
<b>Instalaciones Smart Meter (millones)</b>	9,0	16,0	31,5	44,1	57,3	77,4	<b>104,5</b>	50 %
<b>SM (billón \$)</b>	1,6	2,6	4,5	5,5	6,7	8,3	<b>11,2</b>	38%
<b>T&amp;D (billón \$)</b>	0,5	0,8	1,4	1,7	2,0	2,6	<b>3,4</b>	38%
<b>IT/EMS (billón \$<sup>5</sup>)</b>	0,4	0,6	1,0	1,3	1,5	1,9	<b>2,6</b>	37%

Como se puede observar de los datos de la tabla anterior, la inversión en EE.UU. se realiza de manera distinta a la Unión Europea. La tasa de crecimiento anual es mucho mayor y el impacto de la conversión en una red inteligente es mayor para el año 2014.

En la Unión Europea, se realizará un gasto superior de entrada, previendo mejorar el sistema, mejorar la calidad, controlar las pérdidas de potencia generada y reinvertir ese importe ahorrado en mejorar poco a poco la red.

## 5.5. Impacto económico calidad del servicio

Una parte importante del gasto energético anual se debe, en gran parte, al coste derivado de las interrupciones de suministros que sufre el sistema. Controlar y eliminar dichas interrupciones propiciaría un gasto en generación eléctrica menor.

La diferentes Administraciones regulan de manera específica la calidad del suministro eléctrico a partir de diferentes normas y leyes como son:

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de

<sup>5</sup> 1 Billón \$ = mil millones \$ (billón americano)

instalaciones de energía eléctrica. Dedicar el Capítulo II, del Título VI, a establecer el contenido y extensión de la calidad del suministro eléctrico.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Regula, en su artículo 48, la calidad del suministro eléctrico y establece que la Administración General del Estado determinará unos índices objetivos de calidad del servicio y que las empresas eléctricas estarán obligadas a facilitar a la Administración la información de sus índices de calidad.
- Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico. Establece un procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro que sea homogéneo para todas las empresas y auditable, siendo el plazo máximo de implantación de un año desde la aprobación del mismo.

La continuidad del suministro viene determinada por el número y la duración de dichas interrupciones y están definidas por unos parámetros.

Estos dos parámetros se definen como:

- **Número de interrupciones:** el número total de interrupciones será la suma de todas las interrupciones habidas durante un periodo de tiempo determinado, por ejemplo, durante el balance energético anual.
- **Tiempo de interrupción:** es el tiempo medido en horas, desde que se detecta la interrupción hasta que acaba. El tiempo de interrupción total será igual a la suma de todos los tiempos habidos durante un periodo de tiempo determinado.

La determinación de la continuidad del suministro, por las interrupciones del mismo, viene determinada por dos parámetros [64]:

- **TIEPI:** es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en MT ( $1\text{ kV} < V \leq 36\text{ kV}$ ). Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos. Este índice viene definido por la siguiente expresión.

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} \quad (40)$$

Donde:

- $\sum PI$  es la suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).
- $PI_i$  es la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción  $i$  de duración  $H_i$  (en kVA).
- $H_i$  es el tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia  $PI_i$  (en horas).
- $K$  número total de interrupciones durante el período considerado.
- **NIEPI:** es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión ( $1\text{ kV} < V \leq 36\text{ kV}$ ). Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos. Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K (PI_i)}{\sum PI} \quad (41)$$

Donde:

- $\sum PI$  es la suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).
- $PI_i$  es la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción  $i$  de duración  $H_i$  (en kVA).
- $K$  número total de interrupciones durante el período considerado.

A efectos del cálculo del NIEPI, se computará una interrupción por cada incidencia.

Las normativas reguladoras vigentes clasifican los diferentes tipos de interrupción según los siguientes conceptos:

- **Imprevistas:** en caso de no cumplir la condición señalada para una interrupción programada.
- **Programada:** todas aquellas maniobras que se ejecuten orientadas a la reposición del servicio (no deben ser computadas como NIEPI).
- **Transporte:** los problemas causados en la red de transporte y que afectan a la red de distribución, siempre y cuando afecten al suministro a clientes, se contabilizan conjuntamente en el sistema de registro de incidencias.
- **Generación:** las incidencias causadas por la generación deberán ser contabilizadas, siempre y cuando produzcan cortes de mercado.
- **Fuerza mayor:** incidencias debidas a causas de fuerza mayor, aceptadas como tal por la Administración Competente, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios que excedan los límites establecidos en el Reglamento de riesgos extraordinarios sobre personas y bienes (Real Decreto 2022/1986). No podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga.
- **Terceros:** las causadas por personas físicas y jurídicas ajenas a la empresa distribuidora. En este concepto, se incluyen:
  - Otra empresa distribuidora.
  - Instalación particular: Incidencias debidas a instalaciones de clientes o de productores en régimen especial.
  - Acciones intencionadas o accidentales de terceros, conocidos o no, sobre instalaciones de la propia empresa distribuidora o transportista (pala excavadora, vehículo, actos de vandalismo o terrorismo, etc.).
  - Acciones de huelgas legales.

La Tabla 5 22, muestra los datos de TIEPI y NIEPI en España, para el año 2010, junto con la potencia entregada y el número de suministros [65]:

Tabla 5 22. Parámetros de calidad sistema eléctrico español

Índice interrupciones	Potencia (MVA)	Numero de suministros	Total programadas	Total imprevistas	Total
<b>TIEPI</b>	158.553,38	28.339.819	0,15	2,35	<b>2,50</b>
<b>NIEPI</b>	158.553,38	28.339.819	0,06	1,96	<b>2,02</b>

Las interrupciones en el servicio eléctrico provocan costos adicionales a los de generación.

Estos costes se pueden dividir en:

- Costo por interrupción: es aquel que cada cliente puede determinar a través de un inventario de sus costes directos (que son directamente atribuibles a la interrupción) y los costes indirectos (asociados a las consecuencias de los efectos directos de la interrupción).
- Costo por kilovatio interrumpido: sigue la siguiente expresión

$$\frac{\sum_{i=1}^k C_i(d)}{\sum_{i=1}^k L_i} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \quad (42)$$

Siendo:

- $C_i(d)$  Costo de una interrupción de duración  $d$  a un cliente  $i$ .
- $L_i$  Carga del consumidor antes de una interrupción.

Una manera de estimar el coste económico que tienen las interrupciones, es realizarlo de acuerdo con la *"retribución por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras"*.

De acuerdo con el RD 222/2008, en su capítulo III "Determinación y actualización de la retribución de la actividad de distribución", se tiene:

- **Artículo 5. Retribución de la actividad de distribución.**

1. Los criterios para la determinación de la retribución de la actividad de distribución por el desarrollo y gestión de redes de distribución tienen por objeto incentivar la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica y la calidad del suministro eléctrico, así como la reducción de las pérdidas de las redes de distribución.

5. Anualmente, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio establecerá la retribución reconocida a cada distribuidor, que se calculará de acuerdo a la fórmula que se indica a continuación. Para el caso de la retribución del año 2011.

$$R_{2011}^i = (R_{2010}^i - Q_{2009}^i) \cdot (1 + IA_{2011}) + Y_{2010}^i + Q_{2010}^i + P_{2010}^i \quad (43)$$

Siendo:

- $(R_{2010}^i - Q_{2009}^i)$ : incentivo/penalización por el cumplimiento o no del objetivo fijado a la mejora de la calidad.
- $(1 + IA_{2011})$ : efecto que tienen un aumento/disminución de los precios.
- $Y_{2010}^i$ : es la variación de la retribución reconocida a la empresa distribuidora  $i$  asociada al aumento de la actividad de distribución de dicho distribuidor durante el año anterior al cálculo. Dicha variación de la retribución reconocida incluirá el aumento de los costes de inversión, operación, mantenimiento y otros costes.
- $Q_{2010}^i$ : resultado del incentivo/penalización que corresponda por el cumplimiento, o no, del objetivo fijado para la mejora de la calidad,
- $P_{2010}^i$ : resultado del incentivo/penalización que corresponda por el cumplimiento, o no, del objetivo fijado para la reducción de pérdidas.

6. Anualmente, la Comisión Nacional de Energía elaborará un informe que contendrá un resumen estadístico de las instalaciones de distribución, los niveles de calidad y los niveles de pérdidas de cada una de las empresas distribuidoras, que será elevado al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Los datos del año 2011 se muestran en la siguiente Tabla 5 23 [66]:

Tabla 5 23. Retribución a la distribución España

Parámetro	Valor (Miles de euros)
$Q_{2010}^i (*)$	65.900,00
$P_{2010}^i (**)$	580,00
$R_{2010}^i$	4.635.594,00
$Y_{2010}^i$	233.671,00
$IA_{2011} (%)$	0.38 %
$R_{2011}^i$	<b>4.922.000,00</b>
$R_{2012}^i$ <i>provisional</i>	<b>5.093.087,00</b>

(\*) El incentivo a la calidad tomará valores que podrán oscilar entre el  $\pm 3\%$  del valor  $R_{n-1}^i$

(\*\*) El incentivo de pérdidas tomará valores que podrán oscilar ente el  $\pm 1\%$  del valor  $R_{n-1}^i$

Como se desprende de la expresión (43), un aumento en la calidad de suministro, en el mantenimiento y mejora de las líneas, aparte de proporcionar beneficios económicos en la explotación del sistema (generación, distribución...) lleva asociado también un retribución fija que el Estado abona anualmente a las compañías. Por este motivo una mejora del sistema aumentaría esta retribución que unida al ahorro previsto, proporcionarían beneficios fijos a las empresas.

## 5.6. Impacto energético

Una Smart Grid también mejora el rendimiento energético del sistema eléctrico.

Esta mejora energética se traduce, además, en un mejor rendimiento económico por lo que ambas variables están íntimamente ligadas.

En primer lugar, tenemos que hablar de una mejora en el índice de emisiones de CO<sub>2</sub>. Durante el año pasado, en España, se expulsaron a la atmosfera la cantidad de **353.255,00** kilo toneladas de CO<sub>2</sub>, siendo atribuibles directamente a la generación de energía el **75,6 %** de esta cantidad. El restante se atribuye a otros sectores que usan la electricidad para desempeñar su labor.

El Protocolo de Kioto, auspiciado por la ONU en su convenio sobre cambio climático y firmado en 2002 por la Unión Europea, tiene como objetivo que los países industrializados reduzcan sus emisiones un 8% por debajo del volumen de 1990, meta para la que el ejecutivo comunitario ha diseñado un plan de reducción gradual. La Unión Europea, como agente especialmente activo en la concreción del Protocolo, se comprometió a reducir sus emisiones totales medias durante el periodo 2008-2012 en un 8% respecto de las de 1990. No obstante, a cada país se le otorgó un margen distinto en función de diversas variables económicas y medioambientales según el principio de «reparto de la carga», de manera que dicho reparto se acordó de la siguiente manera: Alemania (-21%), Austria (-13%), Bélgica (-7,5%), Dinamarca (-21%), Italia (-6,5%), Luxemburgo (-28%), Países Bajos (-6%), Reino Unido (-12,5%), Finlandia (-2,6%), Francia (-1,9%), **España (+15%)**, Grecia (+25%), Irlanda (+13%), Portugal (+27%) y Suecia (+4%).

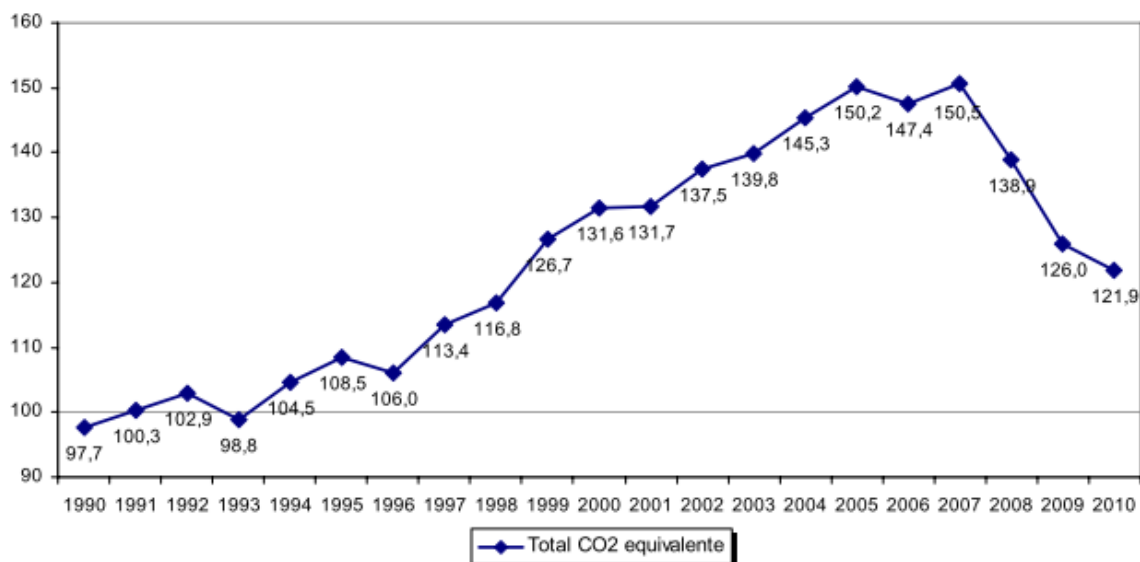
España disminuyó sus emisiones de gases de efecto invernadero un 3,7% en 2010 respecto a los niveles de 2009, y aún está siete puntos por encima de cumplir el objetivo del Protocolo de Kioto que, para el periodo 2008-2012, le permitía un incremento del 15% respecto a los niveles de 1990, situándose en un **+22 %**. La Agencia Europea del Medio Ambiente, EEA, hace además un llamamiento a todos los estados miembros y les pide que vayan adoptando medidas relevantes para recortar sus emisiones, ya que el compromiso unilateral de la Unión es una reducción del 20% para 2020 respecto a los niveles de 1990 [67].

Estos valores se encuentran detallados en la siguiente Tabla 5 24 y Fig. 5.9 [68]:

Tabla 5 24. Inventario Gases efecto invernadero España (cifras en kilo toneladas CO<sub>2</sub>)

Año	1990	2007	2008	2009	2010
<b>Emisiones</b>	283.043	436.209	402.593	365.025	<b>353.255</b>



Fig. 5.9. Evolución emisión CO<sub>2</sub> España 1990-2010

Como se mostro en el tabla 5.17 [61], realizando una conversión en Smart Grid, se puede conseguir disminuir las emisión de gases de efecto invernadero en un 20 %. Esto se logra realizando una conversión de las centrales generadoras, introduciendo fuentes de origen renovable. Con este valor en el horizonte, en el caso Español estaríamos en condiciones de cumplir con el protocolo de Kioto.

De no cumplir sus compromisos, España tendrá que pagar las multas correspondientes impuestas por la UE y las empresas españolas se verán obligadas a comprar derechos de emisión. Cumplir con Kioto será, pues, más barato que no cumplir. Además, el cumplimiento de Kioto llevará a nuestro país a desarrollar las energías renovables, basadas en recursos locales, reduciendo por tanto la enorme dependencia energética externa, tan costosa para nuestra economía, como se ha podido comprobar este último año, en el que el incremento del precio del petróleo ha significado unos costes adicionales que superan los **8.000 millones de euros** y que es previsible que aumente en los próximos años [69].

El impulso de fuentes renovables y sistemas de almacenamiento de energía, provocará un mejor aprovechamiento de los recursos, disminuyendo la factura energética, pudiendo reinvertir los beneficios en seguir mejorando la red.

La eliminación de gran parte de las perturbaciones que afectan a la red (90%), causará una disminución de la potencia generada, ya que las pérdidas también se suponen menores. Todos estos factores provocan una gran mejora energética, medioambiental y económica que no hace sino apoyar las tesis que indican la necesidad de transformar el sistema eléctrico en una Smart Grid.

## 6. CONCLUSIONES

De la realización de este proyecto, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Una visión global de la red eléctrica tradicional donde se observa la convivencia de un elevado número de dispositivos. Abarcan desde la generación de potencia, hasta aquellos que permiten que el flujo llegue con seguridad y en unas condiciones de calidad hasta el usuario final.
- Toda una familia de nuevos dispositivos cuya inclusión en una red eléctrica ayudan a conferirle cierto grado de automatización e "inteligencia". La aparición de nuevas fuentes de generación provoca nuevos problemas para la estabilidad y seguridad en la red. Estos inconvenientes han llevado a desarrollar nuevos aparatos que mitiguen o eliminen estos errores de modo que el flujo de potencia eléctrica llegue con el máximo nivel de calidad hasta los usuarios finales.
- Dentro de ellos, se posicionan de manera importante los dispositivos de gestión de la demanda y comunicación entre el usuario y el distribuidor. Debido a la elevada concienciación social con temas medioambientales y a la cada vez mayor dependencia de los combustibles fósiles en la generación eléctrica, se hace indispensable sacar el máximo rendimiento sin desperdiciar recursos energéticos. La implementación de herramientas que ayuden a gestionar la demanda y el consumo, puede concienciar al usuario final de aquellos momentos en los que puede ahorrar energía, evitando costes innecesarios a la red eléctrica.
- Otros dispositivos importantes son aquellos que ayudan a regular la tensión y la potencia reactiva y activa que se entrega. El uso de energías renovables en la generación, cuya entrega de potencia no es siempre constante, provoca inestabilidades en la red eléctrica. El uso de estos dispositivos FACTS ayuda a regular de manera satisfactoria estas irregularidades de la red.
- La conversión de una red eléctrica tradicional a una Smart Grid no puede acometerse de manera directa debido a su elevado coste. En estos momentos de crisis económica global, ninguna compañía o Estado puede permitirse los gastos de inversión que provocaría adecuar la red eléctrica en una red inteligente, aunque los beneficios a largo plazo en ahorro sean tangibles. Por este motivo, se ha planteado una integración de dispositivos paulatina por fases, tal y como se recomienda en la directiva europea 2009/72/CE y para el mercado nacional en el real decreto R.D. 1110/2007.
- Del estudio económico y energético, podemos extraer que, aunque el coste de conversión es elevado, los beneficios obtenidos son mayores. La transformación en Smart Grid aporta mejoras medioambientales frenando las emisiones de gases de efecto invernadero, mejora en el balance energético, disminuyendo la dependencia que tenemos de los combustibles fósiles a la hora de la generación eléctrica. Estas mejoras se traducen en beneficios económicos desde el primer momento de la conversión que pueden ser reinvertidos en seguir mejorando la red por lo que el coste total se puede autofinanciar en parte.

## 7. TRABAJOS FUTUROS

Los trabajos futuros que se plantean a partir de la realización de este proyecto fin de carrera son los siguientes:

- Estudio de la normativa existente que esta relacionada con la conversión de una red eléctrica en una Smart Grid.
- Realizar simulaciones de comportamiento en PSS/E de una red eléctrica tradicional y compararlo con la misma red transformada en una Smart Grid.
- Crear los algoritmos y diagramas de bloques en Simulink/Matlab de los diversos dispositivos necesarios para simular una Smart Grid.
- Llevar a cabo un estudio del impacto que tendría el vehículo eléctrico en el marco de una Smart Grid.

## 8. PRESUPUESTO DEL PROYECTO

En este anexo, se calcula el coste aproximado del proyecto realizado teniendo en cuenta el total del material utilizado y las hora de trabajo dedicadas.

Los recursos utilizados se dividen en dos grandes grupos:

- **Recursos Humanos:** valoración del trabajo del autor de en este proyecto por el número de horas dedicado al mismo, suponiendo el coste que tendría de ser ingeniero.
- **Recursos Materiales:** dentro de recursos materiales se comprenden tanto los dispositivos informáticos y los periféricos hardware como también el software necesario para empaquetar y distribuir el proyecto.

Recursos Hardware: se refiere a las máquinas y dispositivos periféricos usados. Se asume un periodo de amortización de tres años.

Recursos Software: son los programas que se necesitan para desarrollar el proyecto. En la mayoría de los casos será gratuito, pero, en el caso de no serlo, se propondrá un periodo de amortización de un año.

Recursos fungibles: se trata, básicamente, de los recursos de oficina. Se computará el precio de cada unidad.

A continuación, se presenta la Tabla 8 1 con el presupuesto tanto de los recursos humanos como materiales utilizados:

Tabla 8 1. Presupuesto del proyecto realizado

Código	Unidad	Descripción	Medición	Precio €	Importe €
<b>01. RECURSOS HUMANOS</b>					
01.01	horas	Estudio de ingeniería	480	42,00	20.160,00
<b>02. RECURSOS MATERIALES</b>					
<b>02.01. RECURSOS HARDWARE</b>					
02.01.01	meses	Ordenador de mesa	6	50,00	300,00
02.01.02	meses	Impresora Laser Color	6	10,00	60,00
<b>02.02. RECURSOS SOFTWARE</b>					
02.02.01	meses	S.O. Microsoft Windows 7 64 bits	6	15,00	90,00
02.02.02	meses	Microsoft Office 2010	6	12,00	72,00
02.02.03	meses	Microsoft Office Visio 2010 prof.	6	59,00	354,00
02.02.04	meses	PSIM	6	10	60,00
<b>02.03. RECURSOS FUNGIBLES</b>					
02.03.01	meses	Acceso a Internet	6	50,00	300,00
02.03.02	meses	Material de oficina	1	30,00	30,00
<b>TOTAL</b>					<b>21.361,00</b>

## 9. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] IEA (International Energy Agency) Publications; *"Renewables information (2011 edition) with 2010 data"*; ISBN 978-92-64-10161-6; Pp.33 y 37; Agosto 2011.
- [2] IDAE (Instituto para la diversificación y el ahorro de la energía); Publicación; *"Evolución de los consumos e intensidades energéticas 2011"*; Edición 10/11; Pp.1; Enero 2012.
- [3] IDAE (Instituto para la diversificación y el ahorro de la energía); Publicación; *"Plan de ahorro y eficiencia energética 2011-2020"*; Pp.41; Año 2011.
- [4] Brice, Koch; Asea Brown Boveri; Documento Interno; *"Redes inteligentes"* 1/10; Pp.7-9; Enero 2010.
- [5] Ministerio de Industria, Turismo y comercio BOE número 68; *"Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de Alta tensión"* Capítulo I Artículo 3; Marzo 2008.
- [6] Ilustración; <http://grupo2tecnologiasenacodensa.blogspot.com/p/seccionadorestripolares.html>; Diciembre 2011.
- [7] Asea Brown Boveri; Documento gestión interna; *"¿SF<sub>6</sub> o vacío?"*; 2010.
- [8] Schneider Electric, Documento gestión interna; Cuaderno Técnico de productos numero 151; Diciembre 2011.
- [9] NORMA ESPAÑOLA UNE 21088; *"TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCION"*; Parte 2 transformadores de tensión; Año 1995.
- [10] Schneider Electric; documento gestión interna; *"Guía de diseño de instalaciones eléctricas, Instalaciones de BT"*; Año 2008.
- [11] Esquema obtenido sitio web; <http://www.tuveras.com/aparamenta/magnetotermico.htm> ; Diciembre 2011.
- [12] US House of Representatives; Documento interno; *"Energy Independence and Security Act of 2007"*; Año 2007.
- [13] US Department of Energy; Documento interno; *"Grid 2030: A national vision for the next 100 years"*; Año 2011.
- [14] European Commission report; Documento interno *"European Smart Grid technology platform"*; Año 2006.
- [15] Rubio Muñoz, Juan Carlos; trabajo dirigido; Departamento Electricidad UC3M; *"Fallos eléctricos comunes en sistemas PV conectados a red. Smart Grids"*; Pp.54; Año 2010.
- [16] Asea Brown Boveri; Documento interno; *"Smart grids A far-reaching evolution in the power supply system"*; Año 2010.
- [17] Energy Information Administration (IEA); International Energy Annual 2004 (Mayo-Julio 2006); Projections: EIA; System for the Analysis of Global Energy Markets (2007). Sitio web: [EIA - International Energy Data and Analysis](http://www.eia.doe.gov)
- [18] Lawrence Berkeley National Laboratory; Economic Studio; *"Berkeley lab study estimates \$80 billion annual cost of power interruptions"*; Febrero 2005.
- [19] International Energy Agency World Energy; Documento interno Outlook; Año 2008.
- [20] UNEP and Global Energy Finance; *"Global trends in sustainable energy investment"*; Año 2009.
- [21] SDD (Strategic Deployment Document); *"Smart Grids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future"*; Abril 2010.
- [22] Brice, Koch; Asea Brown Boveri; Documento interno; *"Redes inteligentes"* 1/10; Pp. 12-13; Enero 2010.
- [23] Documento interno; [www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/ABBGridReliability.pdf](http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/ABBGridReliability.pdf) ; Septiembre 2011.
- [24] Asea Brown Boveri; Documento interno; *"Innovaciones de sistemas"* 4/08; Pp.35-39; Abril 2008.
- [25] IEEE power & energy magazine; *"Dawn of the Grid Synchronization"*; Pp 54-55; Enero-Febrero 2008.
- [26] Maqueda, Luis; *"Normativa en España sobre contadores con capacidad para telegestión"*; Enero 2011.
- [27] Imagen obtenida del sitio web; [Advanced Home Thermostat System | Telovation.com](http://www.telovation.com);

- Enero 2012.
- [28] IEEE Transactions on Power Delivery; Volume 12; “*Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS)*”; pp. 1848–1853; Octubre 1997.
  - [29] Avance y perspectiva Vol 20; “FACTS: soluciones modernas para la industria eléctrica”; Pp. 235-243; Agosto 2011.
  - [30] N.G. Hingorani, L. Gyugyi; IEEE Press; “Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”; Año 1999.
  - [31] Cerda M, Sebastián; Palma B, Rodrigo; Tesis Máster, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Chile; “Modelación e incorporación del controlador unificado de flujo de potencia en el flujo de potencia optimo”; Año 2004.
  - [32] Povh, Dusan; “Use of HVDC and FACTS”; Proceedings of the IEEE, V 88; N° 2; Febrero 2000.
  - [33] B. Avramovic, L.H. Fink; “Electrical Power & Energy Systems 17”; Pp 195 ; Año 1995.
  - [34] Rubio Muñoz, Juan Carlos; Trabajo Departamento Electricidad UC3M; “Fallos eléctricos comunes en sistemas PV conectados a red. Smart Grids”; Pp. 9-22; Año 2010.
  - [35] Regulador británico de energía eléctrica; OFGEM, “DTI/OFGEM Distributed Generation Coordinating group”; Sitio web [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk) ; Año 2002.
  - [36] Ramos Castellanos, Pedro; libro de texto; “Cambio climático”; Ediciones Universidad Salamanca, pp.95-96, Marzo 2009.
  - [37] Méndez Quezada; Tesis de máster; “Generación distribuida: aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio”; Universidad Pontificia Comillas; Año 2005.
  - [38] Datos obtenidos del catalogo de comercialización; <http://www.gamesacorp.com/es> ; Marzo 2010.
  - [39] Esquema obtenido sitio web; [Grupo Enazul](http://www.grupo-enazul.com) ; Octubre 2011.
  - [40] Esquema obtenido; <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo6.html>; Marzo 2010.
  - [41] Görner, Raphael; Asea Brown Boveri; “Redes inteligentes” 1/10; Pp. 21-23; Enero 2010.
  - [42] Société Générale; “2Green IT-Energy efficiency, semis & the smart grid”; Marzo 2009.
  - [43] Ledesma, Pablo; “Operación y control de dispositivos eléctricos”; Septiembre 2008.
  - [44] Rivera Barrera, Juan Pablo; “ Modelamiento y simulación de dispositivos facts para estudios eléctricos de estado estable”; Tesis Máster; Pp. 27-34, Agosto 2008.
  - [45] Rashid, M; “Electrónica de potencia. Circuitos, dispositivos y aplicaciones”; 3   Edición; ISBN: 970-26-0532-6; Pearson Education; Año 2004.
  - [46] K. K. Sen; “STATCOM – STATic synchronous COMPensator: theory, modeling, and applications.” IEEE Transactions on Power Delivery; pp. 1177-1183; Año 1998.
  - [47] J. Dávalos, Ricardo; Comité nacional CIGRE; “Características funcionales del STATCOM” ; Pp. 1-6; Año 2001.
  - [48] J. L. Agüero y otros; “Diseño de un STATCOM para la mitigación del flicker producido por una carga”; Pp. 1-6; Marzo 2007.
  - [49] Cidra Pidr  , José; “Compensadores Est  ticos de Potencia Reactiva (SVC)”; Junio 2003.
  - [50] Rivera Barrera, Juan Pablo; “ Modelamiento y simulación de dispositivos facts para estudios eléctricos de estado estable”; Tesis M  ster; Pp. 47, Agosto 2008.
  - [51] Hingorani, Narain G. , Laszlo, Gyugy; IEEE Press; “UNDERSTANDING FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”; IEEE Power Engineering Society; A  o 2000.
  - [52] Edris, A.; Mehraban, A.S.; Rahman, M.; Gyugyi, L.; Arabi, S.; Reitman, T.; “Controlling the flow of real and reactive power”; IEEE Volume 11; Pp.20 – 25; Enero 1998.
  - [53] Orfanogianni, T.; Bacher, R ; IEEE Volumen 18; “Steady-state optimization in power systems with series FACTS devices”; Pp. 19-26; Febrero 2003.
  - [54] Nabavi-Niaki A., Iravani M. R.; IEEE Transactions on Power Systems Vol 14 “Steady-State and Dynamic Models of Unified Power Flow Controller (UPFC) for Power System Studies”; A  o 1996.
  - [55] Acha E., Fuerte-Esquivel C., Ambriz-Pérez H.,   ngeles-Camacho C.; Publicación “FACTS Modeling and Simulation in Power Networks”; Año 2004.
  - [56] Proyecto CENIT-DENISE; Estudio viabilidad; “Future scenarios”; Abril 2008.
  - [57] Vázquez Rigueira, Andrés; PFC; “Análisis del impacto de las diferentes tecnologías de Generación Distribuida en las redes de Media Tensión de Unión Fenosa Distribución”; Junio

- 2010.
- [58] Proyecto PSE-REDES2025; Estudio flujos carga; "Control de tensiones mediante la generación distribuida"; Año 2011.
  - [59] Boletín oficial del estado; "Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Numero 100, Sección III", Pp. 43011, Abril 2011
  - [60] Datos obtenidos Ministerio Industria, Comercio y Turismo; [EEE - Web Totales](#); Febrero 2012
  - [61] Puneet Malhotra; Dundee capital Markets; Estudio Mercado; "Modernization Grid. Smart Grid, Smarter Nation"; Pp. 19; Mayo 2009.
  - [62] Datos obtenidos sitio web ENEL; [Zero emission life - Projects & technology - Innovation - Enel.com](#); Febrero 2012.
  - [63] Hill, Julia; IRC Corporate Information Research Center; Estudio de Mercado; "Smart Grid Global Market"; Pp 12-27, Agosto 2009.
  - [64] Información obtenida sitio web; [¿Qué es la calidad de servicio? - Energía Eléctrica - Energía - Mº de Industria, Energía y Turismo](#); Enero 2012.
  - [65] Información obtenida sitio web Ministerio Industria, Comercio y Turismo España; [EEE - Web Comunidades Autónomas](#); Enero 2012.
  - [66] CNE Comisión Nacional Energía; Documento resultados anual, "PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DEFINITIVA PARA EL AÑO 2011 Y DE RETRIBUCIÓN PROVISIONAL PARA EL AÑO 2012 POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS SUJETAS A LIQUIDACIONES CON ANTERIORIDAD AL 1 DE ENERO DE 2009", Pp 1-35; Diciembre 2011.
  - [67] EEA report Número 4; "Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2011; Año 2011.
  - [68] Ministerio Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente; "Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España 1990-2010: Sumario Edición 2012"; Pp 1-6; Enero 2012.
  - [69] Nieto, Joaquín; Documento interno ICE "cambio climático y protocolo de Kioto: efectos sobre el empleo, la salud y el medio ambiente"; 2005.